

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту  
(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання  
(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»  
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ В.А. Попов

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
спеціалізації Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: «Аналіз достовірності вихідної інформації, розрахункових моделей та методів оцінки надійності розподільних мереж»

Виконав (-ла): студент (-ка) I курсу, групи ОЕ-81мп

\_\_\_\_\_ Михайлів Ярослав Андрійович  
( прізвище, ім'я по батькові)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Науковий керівник к.т.н., доц. Федосенко М.М.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) \_\_\_\_\_ (підпис)

Консультант нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д.

(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) \_\_\_\_\_ (підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації  
немає запозичень з праць інших авторів без  
відповідних посилань.  
Студент Михайлів Я.А.

Київ – 2019 року

**Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут  
імені Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет Інститут енергозбереження та енергоменеджменту  
(повна назва)

Кафедра електропостачання  
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ В.А. Попов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ  
на магістерську дисертацію студенту  
Михайліву Ярославу Андрійовичу**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. **Тема дисертації** «Аналіз достовірності вихідної інформації, розрахункових моделей та методів оцінки надійності розподільних мереж»  
науковий керівник дисертації к.т.н., доц. Федосенко М.М.,  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)  
затверджені наказом по університету від «04» листопада 2019 р. №3814-с
2. **Строк подання студентом дисертації** 15 грудня 2019 року
3. **Об'єкт дослідження** Розподільні мережі систем електропостачання
4. **Предмет дослідження** (Вихідні дані – для магістерської дисертації за освітньо-професійною програмою) параметри функціонування розподільних мереж, математичні моделі та методи оцінювання надійності кабельних ліній з урахуванням особливостей експлуатації та обсягів отримуваної інформації
5. **Перелік завдань, які потрібно розробити** проаналізувати дані аварійної статистики підприємства електричних мереж, класифікувати, визначити основні причини пошкоджуваності кабельних ліній напругою 10 кВ. Здійснити аналіз методів оцінювання вихідних показників надійності та розрахунків з оптимізації очікуваного недовідпуску електричної енергії споживачам. Оцінити вплив невизначеності вихідної інформації та розрахункових моделей на прийняття рішень при оптимізації місць розмикання в розподільній мережі

**6.Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:** презентація матеріалів дисертаційної роботи за результатами досліджень.

**7.Орієнтовний перелік публікацій:** Михайлів Я.А. Аналіз розрахункових моделей та методів оцінки надійності розподільних електричних мереж. II науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ(за результатами дисертаційних досліджень магістрантів). Київ, 21–22 листопада 2019 р..

**8.Консультанти розділів дисертації**

*Нормоконтроль*

*ас. Прокопенко І.Д.*

**9.Дата видачі завдання** 31 травня 2019 року

**Календарний план**

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Огляд проблем, що виникають під час експлуатації розподільних мереж	09.05.19 – 03.07.19	
2	Огляд існуючих методів оцінки надійності	15.07.19 – 24.08.19	
3	Математичні методи та моделі реалізації задач оцінювання показників надійності	01.09.19 – 05.10.19	
4	Підвищення ефективності оцінки надійності схем розподільних мереж напругою 10 кВ	09.10.19 – 27.11.19	
5	Оцінка впливу невизначеності інформації на прийняття рішень з урахуванням надійності	20.11.19 – 02.12.19	
6.	Розробка стартап проєкту	20.11.19 – 30.11.19	
7.	Оформлення дисертації	30.10.19-10.12.19	
8.	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	30.10.19-10.12.19	
9.	Передзахист МД	10.12.19-15.12.19	
10.	Захист дисертації	16.12.19-20.12.19	

Студент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Михайлів Я.А.  
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Федосенко М.М.  
(ініціали, прізвище)

## РЕФЕРАТ

**Структура і обсяг роботи:** дисертація викладена на 106 сторінках та 1 додатку, складається зі вступу, 4 розділів та висновку. У роботі міститься 32 рисунків, 26 таблиць, список використаних джерел із 45 найменувань на 5 сторінках. При виконанні дисертації використовувалося програмне забезпечення MS Excel.

**Актуальність теми.** Проблема надійного забезпечення споживачів електричною енергією є однією з найважливіших при вирішенні задач проектування та експлуатації систем електропостачання (СЕП) міст, промислових підприємств та окремих об'єктів. Вимоги з питань надійного електропостачання визначаються відповідними нормативними документами і мають бути беззаперечно враховані і виконані. І споживачам, і підприємствам електричних мереж завдається істотна шкода внаслідок вимушених перерв живлення.

На будь-якому рівні інфраструктури електроенергетики забезпечення надійності електропостачання споживачів завжди було важливою науково-технічною проблемою, дослідженню і вирішенню якої присвячено численні роботи вчених та науководослідних і проектних організацій (КПІ, ТГУ, МЕІ та ін.). Основні напрямки досліджень: отримання, систематизація та опрацювання статистичної інформації, оцінювання її достовірності; розроблення адекватних розрахункових моделей з оцінювання та оптимізації надійності елементів, схем та системи електропостачання в цілому; визначення ефективних системних показників надійності та методів їх розрахунку і прийняття оптимальних рішень; економічні показники втрат споживачів та електропостачальних організацій від недоотримання та недовідпуску електричної енергії. Загальний аналіз роботи електричних мереж на даний момент показує, що технічний їх стан є незадовільним, спостерігається старіння обладнання, що прогресує,

та, відповідно, зниження показників надійності елементів та систем електропостачання.

Більш того, постійне ускладнення структури та поява нових елементів мереж потребує розвитку теорії вирішення задач оцінювання і підвищення надійності енергозабезпечення. Відповідно, з'являється необхідність розробки методології прийняття рішень на стадіях будівництва, реконструкції та експлуатації розподільних електричних мереж (РЕМ).

При оцінюванні надійності систем електрозабезпечення споживачів зазвичай розглядають такі показники, як ймовірність випадкової події перерви в електропостачанні, випадкова величина недовідпуску електричної енергії споживачам (що мала місце за результатами подій, що відбулися, або прогнозована, розрахункова), реальні або прогнозовані збитки споживачів або електропостачальної організації.

Проведений аналіз свідчить про те, що показники пошкоджуваності елементів розподільних мереж та значення збитків, що несуть споживачі, практично завжди залежать від конкретних умов. Більш того, навіть для одних і тих же умов експлуатації мають місце коливання інтегрованих за рік показників пошкоджуваності елементів мереж в рази, тобто більш ніж на 100 відсотків. Це свідчить про те, що в умовах кожної системи необхідно проводити аналіз даних аварійної статистики з визначенням реальних факторів впливу на вихідні розрахункові показники (довжин ліній, схемних рішень, кількості вузлів та інші)

Так само має розглядатись і враховуватись при визначенні збитків (що мали місце або прогнозованих) їх суттєва залежність від сезону, часу доби, а також в значній мірі – від того, скільки часу тривала перерва в живленні споживача.

Аналіз статистичної інформації свідчить про суттєву нестабільність, нестационарність показників, що використовуються при формуванні розрахункових моделей, оцінюванні надійності схем. Системний підхід до питання розроблення більш ефективних моделей та методів оцінки надійності розподільних мереж є як ніколи актуальним.

**Мета та завдання дослідження.** Метою роботи є формування методології оцінювання достовірності вихідних параметрів надійності РЕМ, що визначаються по обмеженим обсягам даних аварійної статистики, та впливу прийнятих розрахункових моделей на результати обчислення показників надійності мережі. Відповідно до мети, в роботі вирішувались наступні завдання:

- аналіз інформації щодо функціонування розподільних електричних мереж;
- оцінка достовірності вихідних показників надійності, визначення і урахування впливових факторів, законів розподілу випадкових величин;
- вибір та порівняння розрахункових моделей оцінювання надійності розподільних електричних мереж напругою 6-10 кВ на підставі опрацювання отриманих даних аварійної статистики;
- послідовність реалізації системного підходу до аналізу статистичної інформації та здійсненню оцінювання надійності електропостачання.

**Об'єкт дослідження** – розподільні мережі систем електропостачання міст.

**Предмет дослідження** - математичні моделі та методи оцінки надійності систем електропостачання, з урахуванням особливості умов експлуатації та обсягів отримуваної вихідної інформації.

**Методи дослідження.** Основу виконаних досліджень склали такі методи:

- нелінійне програмування – метод дискретного покоординатного спуску для прийняття рішень з оптимізації точок розмикання мережі;
- теорія ймовірності – використовується для оцінки впливу похибок вихідної інформації на точність визначення втрат потужності і значення ймовірного недовідпуску електричної енергії споживачам при розрахунках показників надійності;
- математична статистика – для побудови гістограм розподілу згідно даних аварійної статистики, а також визначення законів розподілу та їх параметрів; для опису кривих, що показують залежність можливої похибки розрахунку значень від об'єму статистичних даних що стосуються показників надійності;

– метод статистичних випробувань (Монте-Карло) – для визначення впливу похибок вихідної інформації на прийняття рішень за умови мінімізації недовідпуску електричної енергії споживачам.

#### **Елементи наукової новизни одержаних результатів.**

1. Реалізовано комплексний підхід при вирішенні питань оцінки похибок вихідної інформації та їх впливу на розрахункові моделі, а саме на достовірність.

2. Запропонована методологія оцінювання впливу достовірності вихідної інформації на значення розрахункових показників надійності розподільних мереж при використанні заходів та методів уточнення показників, які визначаються.

3. Проведено згладжування статистичних розподілів даних аварійної статистики та порівняльний аналіз розрахункових моделей, що враховують індивідуальні фактори.

4. Оцінено вплив прийнятих розрахункових моделей на результати оптимізації режимів розподільних мереж виходячи з мінімізації втрат потужності і врахування надійності забезпечення споживачів електричною енергією.

#### **Практичне значення одержаних результатів.**

У магістерській дисертації отримано наукові результати, що мають цінність для підприємств електричних мереж у питаннях збору, систематизації інформації для її подальшої обробки для отримання параметрів розрахункових моделей. Завдяки цьому значно підвищується достовірність вихідної інформації, розрахункових моделей, а також безпосередньо розрахунків показників надійності розподільних мереж.

В якості стартап-проекту пропонується реалізація розробленого алгоритму у вигляді програмного продукту, потенційними покупцями якої є підприємства електричних мереж.

**Особистий внесок.** Наукові положення, які є у магістерській дисертації, отримано магістрантом самостійно.

**Апробація результатів роботи.** Результати досліджень, викладених у дисертаційній роботі висвітлено на II науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ.

**Публікації.** Матеріали дисертаційної роботи відображено у публікації:

1. Михайлів Я.А. Аналіз розрахункових моделей та методів оцінки надійності розподільних електричних мереж. II науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ(за результатами дисертаційних досліджень магістрантів). Київ, 21–22 листопада 2019 р.

**Ключові слова:** СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ, ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ, ОЧІКУВАНИЙ НЕДОВІДПУСК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, СТАТИСТИЧНИЙ РОЗПОДІЛ, АНАЛІТИЧНА МОДЕЛЬ.



## ABSTRACT

**Structure and scope of work:** The dissertation is presented on 106 articles and 1 add, consists of an introduction, 4 departments and a drawing. There are 38 drawings, 32 tables, list of used sources from 45 items in 5 items. Using the software MS Excel, the software was used.

**Actuality of theme.** The problem of reliable supply of electricity to consumers is one of the most important in solving the problems of designing and operating power systems (EPS) of cities, industrial enterprises and individual objects. Requirements for reliable electricity supply are defined by the relevant regulatory documents and must be clearly considered and implemented. Both consumers and businesses are seriously harmed by forced power outages.

At any level of electricity infrastructure, ensuring the reliability of electricity supply to consumers has always been an important scientific and technical problem, the research and solution of which is devoted to the numerous works of scientists and research and design organizations (KPI, TSU, MEI, etc.). Main directions of research: obtaining, systematization and processing of statistical information, evaluation of its reliability; development of adequate calculation models for evaluation and optimization of reliability of elements, circuits and power supply system as a whole; determination of effective systemic reliability indicators and methods of their calculation and making optimal decisions; economic indicators of losses of consumers and power supply organizations from under-receipt and under-release of electricity. General analysis of the operation of electrical networks at the moment shows that their technical condition is unsatisfactory, there is an aging equipment, progressing, and, consequently, a decrease in the reliability of the elements and power systems.

Moreover, the constant complexity of the structure and the emergence of new network elements requires the development of a theory of solving the problems of estimating and improving the reliability of energy supply. Accordingly, there is a need to

develop a decision-making methodology at the stages of construction, reconstruction and operation of distribution grids (DG).

In assessing the reliability of consumer electricity systems, such indicators as the probability of an accidental event of a power outage, the accidental magnitude of unavailability of electricity to consumers (which occurred as a result of events that have occurred or are predicted, calculated) are usually considered, real or projected losses of consumers or electricity supply organization.

The analysis shows that the damage rates of the elements of distribution networks and the value of losses borne by consumers almost always depend on the specific conditions. Moreover, even for the same operating conditions, fluctuations in the integrity indicators of network elements are occasionally fluctuated, by more than 100 percent. This indicates that in the conditions of each system it is necessary to analyze the data of the accident statistics with the determination of the real factors of influence on the original design indicators (lengths of lines, circuit decisions, number of nodes, etc.)

It should also be considered and taken into account when determining the losses (which occurred or projected) their essential dependence on the season, time of day, and also - to a large extent - on how long the break in the power supply of the consumer.

The analysis of statistical information indicates a significant instability, non-stationarity of indicators used in the formation of calculation models, evaluation of the reliability of schemes. The systematic approach to developing more efficient models and methods of assessing the reliability of distribution networks is more relevant than ever.

**The purpose and tasks of the study.** The purpose of the work is to develop a methodology for evaluating the reliability of the original parameters of the reliability of the SEM, which are determined by the limited amount of data of the accident statistics, and the influence of the adopted calculation models on the results of calculating the network reliability indicators.

**Research objectives:**

- analysis of information on the functioning of distribution electric networks;

- assessment of reliability of baseline reliability indicators, determination and consideration of influential factors, laws of distribution of random variables;
- selection and comparison of calculation models of reliability estimation of distribution electric networks with voltage of 6-10 kV on the basis of processing of received data of emergency statistics;
- sequence of implementation of the systematic approach to statistical analysis information and assessing the reliability of electricity supply.

**Object of research** - Distribution networks of power supply systems of cities.

**Subject of research** - Mathematical models, methods for assessing the reliability of power supply systems, taking into account the peculiarities of operating conditions and the amount of received information.

**Research methods.** The basis of the performed research was the following methods:

- nonlinear programming - a method of discrete coordinate descent for making decisions on the optimization of network breakpoints;
- probability theory - is used to estimate the effect of initial information errors on the accuracy of determining power losses and the value of the probable non-release of electricity to consumers when calculating reliability indicators;
- mathematical statistics - for plotting distribution histograms according to emergency statistics, as well as determining distribution laws and their parameters; to describe the curves showing the dependence of a possible error in the calculation of values on the volume of statistics relating to reliability indicators;
- statistical test method (Monte Carlo) - to determine the impact of errors of initial information on decision making, while minimizing the lack of electricity to consumers.

**Elements of scientific novelty of the obtained results.**

1. A comprehensive approach was implemented in addressing the issues of estimation of source information errors and their impact on the calculation models, namely reliability.

2. A methodology for estimating the impact of the reliability of the source information on the value of the calculated reliability indicators of the distribution networks when using measures and methods of refining the indicators that are determined is proposed.

3. Smoothing of statistical distributions of data of emergency statistics and comparative analysis of calculation models taking into account individual factors is carried out.

4. The influence of the adopted calculation models on the results of the optimization of the modes of distribution networks is estimated, based on the minimization of power losses and taking into account the reliability of providing consumers with electricity.

### **The practical value of the results.**

In the master's thesis the scientific results are obtained that are of value for the enterprises of electric networks in the issues of collection, systematization of information for its further processing in order to obtain the parameters of the calculation models. This significantly increases the reliability of the source information, the calculation models, as well as directly calculating the reliability of distribution networks.

As a start-up project, the implementation of the proposed algorithm is proposed as a software product, potential customers of which are the enterprises of the electric grids.

**Personal contribution.** The scientific provisions contained in the master's thesis are obtained by the master's student independently.

**Approval of the results of work.** The results of the researches enclosed in the dissertation were reported at the II Scientific and Technical Conference of IEE undergraduates.

**Publications.** The materials of the dissertation are reflected in the publication:

1. Mykhailiv Y.A. Analysis of calculation models and methods of reliability estimation of power distribution networks. II Scientific and Technical Conference of IEE undergraduates (based on the results of the dissertation of undergraduate students). Kyiv, November 21–22, 2019.

**Key words:** POWER SUPPLY SYSTEMS, DISTRIBUTION NETWORKS, RELIABILITY INDICATORS, EXPECTED ENERGY NOT SUPPLIED, STATISTICAL DISTRIBUTION, ANALITICAL MODEL.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	17
1 НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	21
1.1 Вимоги, що пред`являються до надійності електропостачання споживачів.	21
1.2 Складові надійності та її показники в розподільних електричних мереж .....	23
1.3 Аналіз проблем експлуатації розподільних мереж .....	27
1.4 Види і причини пошкоджень КЛ і ПЛ .....	31
1.5 Діагностика стану КЛ і ПЛ .....	33
1.6 Методи оцінки надійності та проблема достовірності показників надійності. ....	36
Висновки до розділу .....	41
2 АНАЛІЗ ДАНИХ АВАРІЙНОЇ СТАТИСТИКИ ТА ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЇЇ ДОСТОВІРНОСТІ .....	43
2.1 Збір та склад інформації щодо пошкоджень елементів розподільних мереж	43
2.2 Математичний апарат обробки інформації.....	47
2.3 Аналіз статистичної однорідності інформації .....	60
2.4 Згладжування за допомогою використання ліній тренду .....	63
Висновки до розділу .....	66
3 ОПТИМІЗАЦІЯ МІСЦЬ РОЗМИКАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ТА ОЦІНКА ПОХИБОК ПРИ ПРИЙНЯТТІ РІШЕНЬ .....	67
3.1 Постановка задачі.....	67
3.2 Розробка математичної моделі з врахуванням можливих похибок пов'язаних з недостовірністю інформації.....	68
3.3 Використання методу Монте-Карло для оцінювання впливу недостовірності інформації на результати оптимізації точок розмикання.....	70
3.4 Оцінка втрат електроенергії при визначенні місць розмикання в мережі .....	71
3.5 Аналіз факторів, які впливають на точність прийняття рішень .....	80

3.6 Врахування додаткового критерію надійності при оптимізації місць розмикань .....	84
Висновки до розділу .....	94
4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЄКТУ .....	95
4.1 Ідея стартап-проєкту .....	95
4.2. Аналіз можливостей запуску стартап-проєкту .....	96
Висновки до розділу .....	100
ВИСНОВКИ .....	101
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	102

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ДЖ – джерело живлення;

ЕК – електророзподільна організація;

ЄС – Європейський Союз;

КЛ – кабельна лінія;

ЛЕП – лінія електропередач;

МО – математичне очікування;

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює регулювання у сферах енергетики і комунальних послуг;

ПЕМ – підприємство електричних мереж;

ПМБ – програмний моделюючий блок;

РМ – розподільна мережа;

СЕП – система електропостачання;

ТП – трансформаторна підстанція;

ENS – розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії;

MAIFI – індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні;

SAIDI – індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні;

SAIFI – індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні.



## ВСТУП

**Актуальність теми.** Проблема надійного забезпечення споживачів електричною енергією є однією з найважливіших при вирішенні задач проектування та експлуатації систем електропостачання (СЕП) міст, промислових підприємств та окремих об'єктів. Вимоги з питань надійного електропостачання визначаються відповідними нормативними документами [1, 2] і мають бути беззаперечно враховані і виконані. І споживачам, і підприємствам електричних мереж завдається істотна шкода внаслідок вимушених перерв живлення.

На будь-якому рівні інфраструктури електроенергетики забезпечення надійності електропостачання споживачів завжди було важливою науково-технічною проблемою, дослідженню і вирішенню якої присвячено численні роботи вчених та науководослідних і проектних організацій (КП, ТГУ, МЕІ та ін.). Основні напрямки досліджень: отримання, систематизація та опрацювання статистичної інформації, оцінювання її достовірності; розроблення адекватних розрахункових моделей з оцінювання та оптимізації надійності елементів, схем та системи електропостачання в цілому; визначення ефективних системних показників надійності та методів їх розрахунку і прийняття оптимальних рішень; економічні показники втрат споживачів та електропостачальних організацій від недоотримання та недовідпуску електричної енергії. Загальний аналіз роботи електричних мереж на даний момент показує, що технічний їх стан є незадовільним, спостерігається старіння обладнання, що прогресує, та, відповідно, зниження показників надійності елементів та систем електропостачання.

Більш того, постійне ускладнення структури та поява нових елементів мереж потребує розвитку теорії вирішення задач оцінювання і підвищення надійності енергозабезпечення. Відповідно, з'являється необхідність розробки методології прийняття рішень на стадіях будівництва, реконструкції та експлуатації розподільних електричних мереж (РЕМ)[3].

При оцінюванні надійності систем електрозабезпечення споживачів зазвичай розглядають такі показники, як ймовірність випадкової події перерви в електропостачанні [4,5], випадкова величина недовідпуску електричної енергії споживачам (що мала місце за результатами подій, що відбулися, або прогнозована, розрахункова) [6], реальні або прогнозовані збитки споживачів або електропостачальної організації [7].

Проведений аналіз свідчить про те, що показники пошкоджуваності елементів розподільних мереж та значення збитків, що несуть споживачі, практично завжди залежать від конкретних умов. Більш того, навіть для одних і тих же умов експлуатації [6] мають місце коливання інтегрованих за рік показників пошкоджуваності елементів мереж в рази, тобто більш ніж на 100 відсотків. Це свідчить про те, що в умовах кожної системи необхідно проводити аналіз даних аварійної статистики з визначенням реальних факторів впливу на вихідні розрахункові показники (довжин ліній, схемних рішень, кількості вузлів та інші)

Так само має розглядатись і враховуватись при визначенні збитків (що мали місце або прогнозованих) їх суттєва залежність від сезону, часу доби, а також (як свідчать матеріали [7]) в значній мірі – від того, скільки часу тривала перерва в живленні споживача.

Аналіз статистичної інформації свідчить про суттєву нестабільність, нестационарність показників, що використовуються при формуванні розрахункових моделей, оцінюванні надійності схем. Системний підхід до питання розроблення більш ефективних моделей та методів оцінки надійності розподільних мереж є як ніколи актуальним.

**Мета та завдання дослідження.** Метою роботи є формування методології оцінювання достовірності вихідних параметрів надійності РЕМ, що визначаються по обмеженим обсягам даних аварійної статистики, та впливу прийнятих розрахункових моделей на результати обчислення показників надійності мережі. Відповідно до мети, в роботі вирішувались наступні завдання:

- аналіз інформації щодо функціонування розподільних електричних мереж;

- оцінка достовірності вихідних показників надійності, визначення і урахування впливових факторів, законів розподілу випадкових величин;
- вибір та порівняння розрахункових моделей оцінювання надійності розподільних електричних мереж напругою 6-10 кВ на підставі опрацювання отриманих даних аварійної статистики;
- послідовність реалізації системного підходу до аналізу статистичної інформації та здійсненню оцінювання надійності електропостачання.

**Об’єкт дослідження** – розподільні мережі систем електропостачання міст.

**Предмет дослідження** - математичні моделі та методи оцінки надійності систем електропостачання, з урахуванням особливості умов експлуатації та обсягів отримуваної вихідної інформації.

**Методи дослідження.** Основу виконаних досліджень склали такі методи:

- нелінійне програмування – метод дискретного покоординатного спуску для прийняття рішень з оптимізації точок розмикання мережі;
- теорія ймовірності – використовується для оцінки впливу похибок вихідної інформації на точність визначення втрат потужності і значення ймовірного недовідпуску електричної енергії споживачам при розрахунках показників надійності;
- математична статистика – для побудови гістограм розподілу згідно даних аварійної статистики, а також визначення законів розподілу та їх параметрів; для опису кривих, що показують залежність можливої похибки розрахунку значень від об’єму статистичних даних що стосуються показників надійності;
- метод статистичних випробувань (Монте-Карло) – для визначення впливу похибок вихідної інформації на прийняття рішень за умови мінімізації недовідпуску електричної енергії споживачам.

**Елементи наукової новизни одержаних результатів.**

1. Реалізовано комплексний підхід при вирішенні питань оцінки похибок вихідної інформації та їх впливу на розрахункові моделі, а саме на достовірність.

2. Запропонована методологія оцінювання впливу достовірності вихідної інформації на значення розрахункових показників надійності розподільних мереж при використанні заходів та методів уточнення показників, які визначаються.

3. Проведено згладжування статистичних розподілів даних аварійної статистики та порівняльний аналіз розрахункових моделей, що враховують індивідуальні фактори.

4. Оцінено вплив прийнятих розрахункових моделей на результати оптимізації режимів розподільних мереж виходячи з мінімізації втрат потужності і врахування надійності забезпечення споживачів електричною енергією.

### **Практичне значення одержаних результатів.**

У магістерській дисертації отримано наукові результати, що мають цінність для підприємств електричних мереж у питаннях збору, систематизації інформації для її подальшої обробки для отримання параметрів розрахункових моделей. Завдяки цьому значно підвищується достовірність вихідної інформації, розрахункових моделей, а також безпосередньо розрахунків показників надійності розподільних мереж.

В якості стартап-проекту пропонується реалізація розробленого алгоритму у вигляді програмного продукту, потенційними покупцями якої є підприємства електричних мереж.

**Особистий внесок.** Наукові положення, які є у магістерській дисертації, отримано магістрантом самостійно.

**Апробація результатів роботи.** Результати досліджень, викладених у дисертаційній роботі висвітлено на II науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ.

**Публікації.** Матеріали дисертаційної роботи відображено у публікації:

1. Михайлів Я.А. Аналіз розрахункових моделей та методів оцінки надійності розподільних електричних мереж. II науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ(за результатами дисертаційних досліджень магістрантів). Київ, 21–22 листопада 2019 р.

## **1 НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

### **1.1 Вимоги, що пред'являються до надійності електропостачання споживачів.**

Розподільні електричні мережі України напругою 0,38...35кВ є кінцевою ланкою в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони знаходяться у взаємодії як зі споживачем так і районними та магістральними електричними мережами. Протяжність мереж таких класів напруги в Україні на сьогодні складає: 0,4кВ – 450 тис.км; 6-10 кВ – понад 330 тис. км і значення даного показника мають тенденцію до щорічного зростання. Функціонування та стан розподільних електричних мереж суттєво впливають на показники якості, надійності та ефективності роботи ОЕС[8].

Згідно [9] основним джерелом аварійності є лінії 6-10 кВ, з яких понад 60% аварійних вимикань припадає на ЛЕП 6-150 кВ та 90% від загального значення недовідпуску електроенергії. Найбільша частка пошкоджень припадає на пошкодження проводів, найбільша інтенсивність яких припадає на час буревіїв.

Експлуатація електроенергетичних систем пов'язана з необхідністю підтримання елементів ЕЕС в робочому стані, в ряді випадків приводить до планових припинень електропостачання споживачів. При відмовах відбуваються неочікувані припинення електропостачання. Як аварійні, так і планові порушення електропостачання призводять до збитків, під якими треба розуміти зниження ефективності роботи як промислових так і побутових споживачів[10].

Навмисні відключення виконуються або в заздалегідь передбаченому порядку (по плану), або терміново для усунення поміченого дефекту, який може викликати пошкодження. Збиток, що виникає через відключення, залежить за інших рівних умов від ступені їх неочікуваності.

Види збитків. Збитки при планових відключеннях виникають через застій обладнання та робочої сили, при чому недовиробіток продукції можна компенсувати (за наявності резервів промислових потужностей) в інший час. Цей збиток можна рахувати пропорціональним кількості електроенергії  $W$ , що не отримання споживачем за час перерви електропостачання. За відсутності резервів на підприємстві збиток може бути в середньому оцінений як відношення приросту національного доходу до приросту вироблення електроенергії.

Збиток через раптові відключення виникає внаслідок псування сировини, браку готової продукції, можливих поломок обладнання та витрат на відновлення технологічного процесу. Розбір збитку залежить від часу застою обладнання,  $t_{np}$ . Чим довший застій обладнання, тим серйозніші наслідки, які необхідно усунути. Крім того, збиток пов'язаний і з відносною потужністю відключеного технологічного обладнання та в середньому пропорційний їй в певній степені  $\alpha$ . В цілому, збитки через раптові відключення розраховуються по формулі[10]:

$$Y_{BH} = Y_{BH \max} \cdot t_n \cdot (\Delta P^*)^\alpha, \quad (1.1)$$

де  $Y_{BH \max}$  — збиток через раптові відключення при повному відключенні виробництва;  $t_n$  — час відключення, год;  $\Delta P^*$  — відносне значення потужності відключеного обладнання;  $\alpha$  — показник, що визначається характером підприємства.

Сумарні збитки від припинення електропостачання окремих підприємств:

$$Y_\Sigma = Y \Delta W + Y_{BH \max} \cdot t_n \cdot (\Delta P)^\alpha \quad (1.2)$$

При обмеженні споживання та автоматичному відключенні споживачів необхідно враховувати розміри збитків, прагнучи до їх мінімізації. Збитки, що виникають через короткострокові перерви електропостачання, обумовлених роботою АПВ та АВР, пов'язані з порушенням технології, викликаними

відключенням магнітних пускачів та збоями роботи силової електроніки і апаратів керування.

З вищезгаданого слідує те, що збитки залежать від двох складових: числа раптових відключень та їх тривалості. Перший показник характеризує безвідмовність, а другий – ремонтпридатність мережі.

## **1.2 Складові надійності та її показники в розподільних електричних мережах**

Надійність роботи електричних мереж залежить від:

- технічної надійності елементів та пристроїв керування їх роботою;
- раціональних способів їх експлуатації (режиму, профілактики);
- технічної надійності енергетичних об'єктів та системи в цілому;
- властивостей енергооб'єктів та систем, обумовлених засобами керування;
- безпомилковості роботи персоналу.

Технічна надійність елементів формується в процесі їх конструювання, але залежить також і від методів експлуатації. Надійність об'єктів та систем залежить від використовуваних схем з'єднання, що обираються не тільки в процесі проектування, але і в ході експлуатації. Судження по надійності ґрунтується на статистиці, що накопичується в процесі експлуатації. Тому експлуатаційний персонал повинен мати уявлення про поняття та співвідношення, що використовуються для оцінки надійності електричних систем. Перерва електропостачання пов'язана з поняттям відмови, що викликає втрату працездатності мережі.

Надійність розподільних електричних мереж як складна властивість складається з безвідмовності, ремонтпридатності, довговічності та зберігаємості [10,11,12]

Основними кількісними показниками безвідмовності є ймовірність безвідмовної роботи, середнє напрацювання до відмови та інтенсивність відмови. В якості показників, що характеризують ремонтпридатність можуть бути ймовірність відновлення живлення або середній час відновлення. Довговічність може характеризуватися такими показниками, як середній строк служби.

Для оцінки ймовірності відмов використовуються математичні моделі, в яких застосовуються основні поняття надійності. До них відносять ймовірність безвідмовної роботи, ймовірність відмови та інтенсивність відмов.

Окрім вищезгаданих одиничних показників надійності, що характеризують лише одну властивість, в теорії надійності приймаються і комплексні показники: коефіцієнт готовності, коефіцієнт оперативної готовності, недовідпуск електричної енергії[13].

Згідно роботи П.В. Бойчук[14], основним методом підвищення надійності електропостачання є застосування поєднань різних заходів підвищення надійності. У якості цільової функції для оптимізації надійності електропостачання приймається недовідпуск електричної енергії  $\Delta W$  при наявності технічних та економічних рішень.

**Ймовірність безвідмовної роботи  $P(t)$**  характеризує ймовірність того, що час  $t$  роботи об'єкту до відмови буде не менше заданого  $t_0$ :

$$P_0(t) = P(t_0 \geq t). \quad (1.3)$$

Цей параметр можна оцінити як відношення числа елементів  $N(t)$ , що залишилися в роботі до часу  $t$  до початкового їх числа  $N_0$ :

$$P_0(t) = \frac{N(t)}{N_0}. \quad (1.4)$$

**Ймовірність відмови  $Q(t)$**  є величиною, що доповнює ймовірність безвідмовної роботи до одиниці:



$$Q(t) = 1 - P_0(t). \quad (1.5)$$

Приклади залежностей  $P_0$  та  $Q$  від часу представлені на рисунку 1.1:

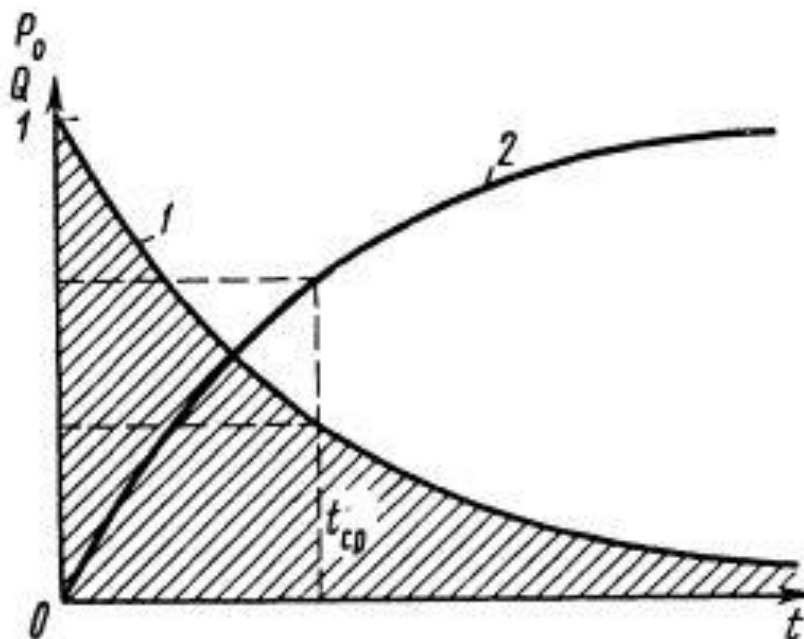


Рисунок 1.1 – Приклад залежності  $P_0$  (1) та  $Q$  (2) від часу

З даного прикладу видно, що ймовірність виникнення за  $n$  років пошкодження, дорівнює  $Q_n(t)$

Інтенсивність відмов представляє собою математичне очікування ймовірності відмов в одиницю часу до ймовірності безвідмовної роботи:

$$\lambda(t) = (1 / P_0(t)) \cdot (dQ(t) / dt). \quad (1.6)$$

Оцінки відношення числа елементів, що відмовило до часу і числа початкових елементів:

$$\hat{\lambda}(t) = \frac{\Delta N}{N(t) \cdot \Delta t}, \quad (1.7)$$

де  $\Delta N = N(t) - N(t + \Delta t)$ .

Подібне відношення називають умовною густиною ймовірності виникнення відмови.

Графік залежності  $\lambda=f(t)$ , що називається характеристикою життя об'єкту наведений на рисунку 1.2:

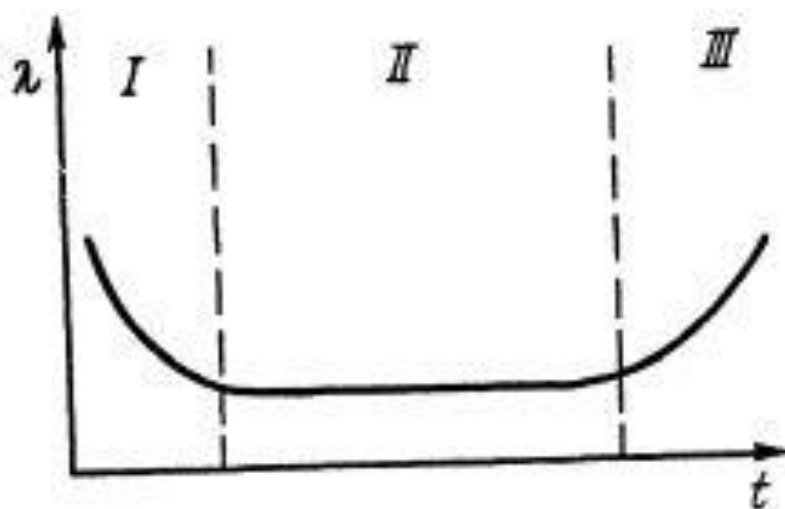


Рисунок 1.2 – Характеристика життя об'єкту.

Для елементів мережі розрізняють 3 періоди експлуатації[3]. Перший (I) - це період підробітки, в час якої виявляються заводські та монтажні дефекти. Другий (II) – період нормальної експлуатації, протягом якого інтенсивність відмов практично постійна. Третій період (III) характеризується зростанням інтенсивності відмов, викликаним інтенсивним зношуванням, старінням та незворотними фізико-хімічними процесами в матеріалах.

Якщо відома питома пошкоджуваність, наприклад лінії  $\lambda_n$ , то в середньому протягом року кількість перерв буде:

$$N = \gamma P_a \lambda l, \quad (1.8)$$

де  $\gamma$  - доля міжфазних пошкоджень;  $P_a$  - ймовірність відмови автоматики;  $l$  - довжина лінії.

Період, за який в середньому можна очікувати одну перерву, дорівнює  $T = 1/\lambda$ .

Величини  $\lambda$  задаються зазвичай в долях діб(року). Наприклад, якщо протягом року в середньому очікується 2 пошкодження, то значення  $\lambda = 2/365 = 5,5 \cdot 10^{-3}$  в день.

Ймовірність перерви живлення дорівнює  $Q = 1 - 0,9945 = 0,0055$ , або 5,5%. Якщо ж застосувати АВР, що мають долю відмов 0,02, то ймовірність перерви живлення знижується до  $Q = 0,02 \cdot 0,0055 \approx 1,1 \cdot 10^{-4} \approx 0$ .

Тривалість перерви електропостачання характеризується часом, протягом якого електропостачання відновлюється за допомогою автоматики, або персоналу. Функція розподілу ймовірностей часу відновлення електропостачання наведена на рисунку 1.3.

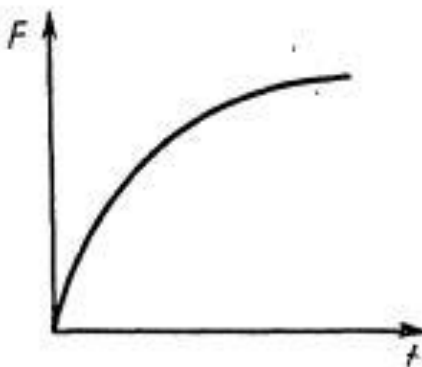


Рисунок 1.3 - Функція розподілу ймовірностей часу відновлення електропостачання.

### 1.3 Аналіз проблем експлуатації розподільних мереж

Надійність електропостачання споживача характеризується наступними показниками:

1. Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (System Average Interruption Duration Index – SAIDI)

2. Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (System Average Interruption Frequency Index – SAIDI)
3. Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (The Momentary Average Interruption Frequency Index – MAIFI)
4. Розрахунковий обсяг недовідпущеної енергії (Energy not supplied – ENS)

На сьогодні електричні мережі України базуються на застарілих конструкціях середини XX століття. Це і є одною з основних причин складності розширення мережевої інфраструктури для задоволення постійно зростаючих енергетичних потреб. За наступне десятиріччя очікується, що попит на електроенергію зросте на 19%, а існуюча інфраструктура має можливість збільшити свою продуктивність всього на 6%. З цих причин відключення споживачів і перебої електропостачання – проблеми для більшості електричних мереж[15].

Більший акцент приділяється наступним проблемам[16]:

- високий рівень технологічних втрат. Цей показник сягає аж 11,6% від загального відпуску електроенергії в мережу у 2018 році[17], хоча в цей час в Фінляндії цей показник склав 2,96%, і 3,96% в республіці Корея.
- недосконалість системи, а також відсутня технічна політика по регулюванню напруги, і як наслідок, не забезпечення жорсткості рівня напруги на границях розмежування між суб'єктами ОЕС України
- трансформація між різними ступенями напруги реактивної енергії. В електромережах Фінляндії це абсолютно виключається.
- невідповідність вимогам якості, а саме SAIDI та SAIFI що висувуються регулятором (НКРЕКП) до електропередавальних організацій.
- використання понад необхідної потужності для покриття навантаження. Сумарна потужність всієї генерації енергосистеми щонайменше в 5 разів нижча, ніж сумарна потужність трансформаторного парку ОЕС України.

Розглядаючи статистику, що наведена в [18] видно, що загальний показник SAIDI по Україні знизився на 4,4%, порівняно з минулим роком. Про це свідчить інформація, що наведена на рисунку 1.4. При цьому показники SAIDI зросли у 15 електророзподільних організацій.

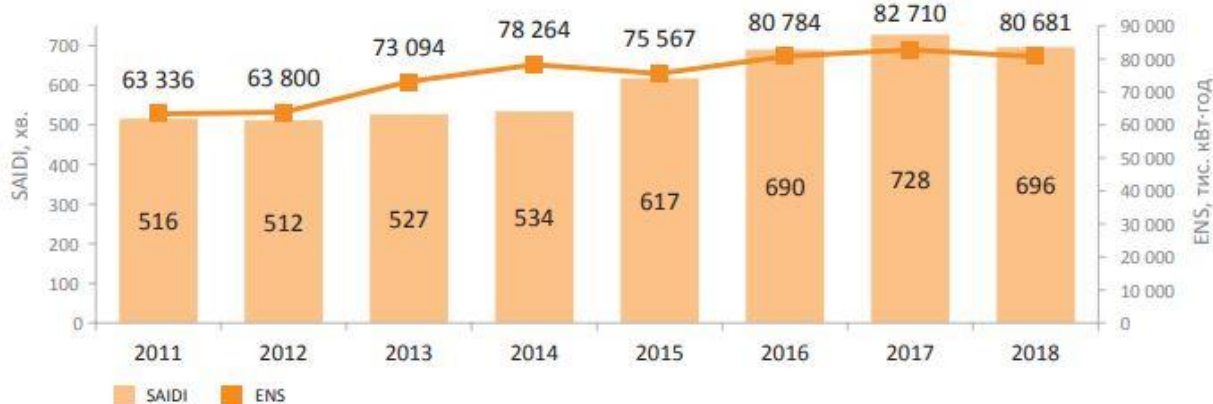


Рисунок 1.4 - Динаміка показників SAIDI та ENS в Україні з 2011 по 2018 роки

Порівнюючи показники SAIDI з країнами Європейського союзу, які наведені на рисунку 1.5, видно, що в Україні вони є значно вищими. В першу чергу це пояснюється високим рівнем зносу електричних мереж в Україні, а також тим, що у країнах ЄС значно вища частка кабельних мереж, відповідно це зменшує частоту перерв в електропостачанні

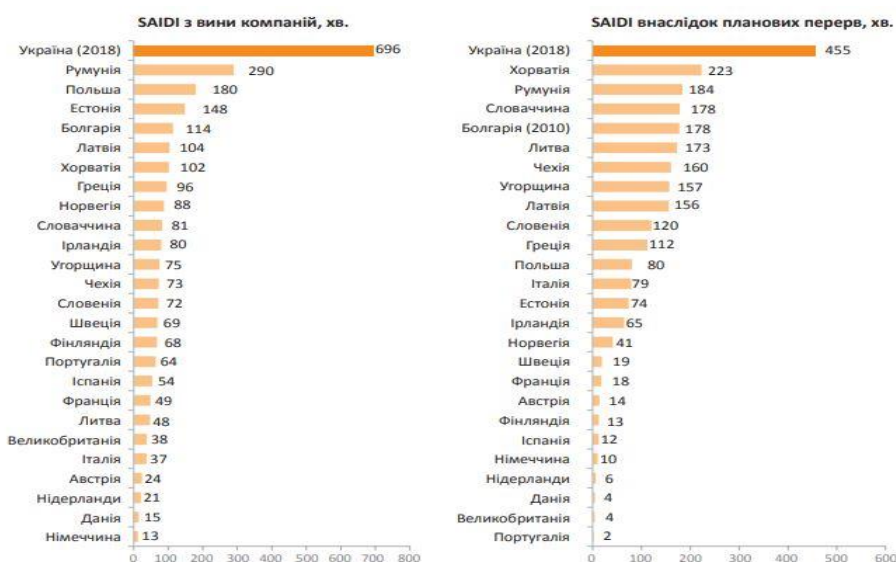


Рисунок 1.5 - Показники SAIDI країн Європи (2016) та України (2018)

Основні причини пошкодження ліній електропередачі - грозові відключення, забруднення ізоляції, вплив сторонніх осіб і організацій, пожежі[19]. Також залишається стабільно високою кількість технологічних порушень через падіння бокових дерев.

У мережах напругою 6-10 кВ відбувається, в середньому, до 30 відключень в рік у розрахунку на 100 км повітряних і кабельних ліній[19]. У мережах напругою 0,38 кВ - до 100 відключень в рік на 100 км .

Статистика пошкоджень на ПЛ та КЛ 6-10 кВ представлені на рисунках 1.6 та 1.7, відповідно.



Рисунок 1.6 - Причини і співвідношення пошкоджень повітряних ліній[19]

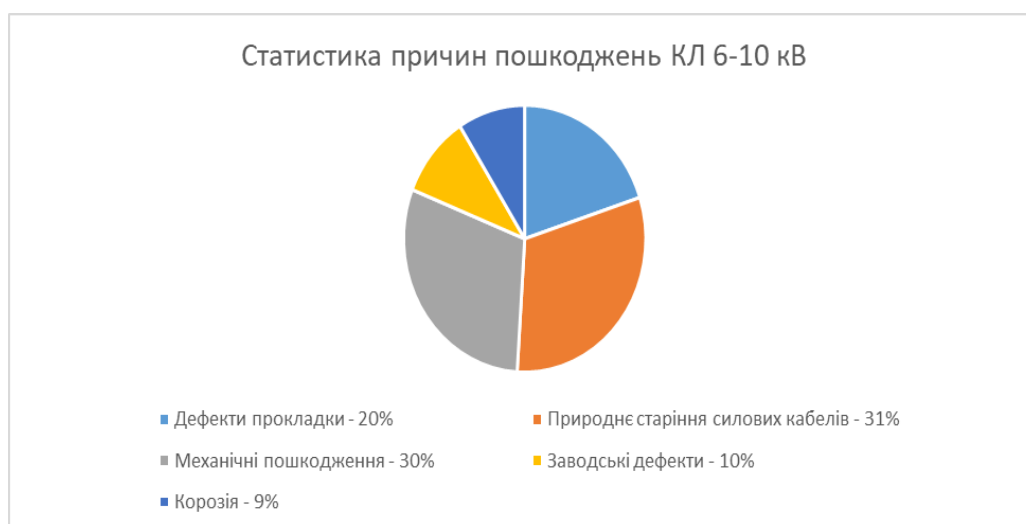


Рисунок 1.7 - Причини і співвідношення пошкоджень кабельних ліній[19]

Як показує проведений аналіз розподільних мереж, їх технічний стан є незадовільним, та спостерігається старіння обладнання, що прогресує та відповідно, зниження показників надійності.

Також визначено, що на комплексні показники надійності залежать від стану та експлуатації системи. Тому виникає необхідність накопичення та обробки статистичних даних в розподільних електричних мережах, в основному, дані аварійної статистики мереж, а саме кабельних та повітряних ліній, а також трансформаторних підстанцій.

## **1.4 Види і причини пошкоджень КЛ і ПЛ**

### **Повітряні лінії**

Причини пошкоджуваності повітряних ліній електропередачі в основному пояснюються наступними факторами: перенапруженнями (атмосферними і комутаційними), змінами температури навколишнього середовища, дією вітру, ожеледі утвореннями на проводах, вібрацією, «танцем» проводів, забрудненням повітря.

Атмосферні перенапруги на лініях виникають через грозові явища. При таких короткочасних перевантаженнях часто виникають пробої ізоляційних проміжків і зокрема перекриття ізоляції, а іноді і її руйнування або пошкодження.

Перекриття ізоляції зазвичай супроводжується виникненням електричної дуги, яка підтримується і після перенапруги. При робочій напрузі формування дуги означає коротке замикання, тому місце пошкодження треба автоматично відключати.

Комутаційні (внутрішні) перенапруги виникають при включенні і відключенні вимикачів. Дія їх на ізоляцію мережевих пристроїв аналогічно дії атмосферних перенапруг. Місце перекриття теж треба відключати автоматично.

У мережах до 220 кВ зазвичай більш небезпечні атмосферні перенапруги. У мережах 330 кВ і вище небезпечнішими являються комутаційні перенапруги.

Вібрація - це коливання проводів з високою частотою (5-50 Гц), малої довжиною хвилі (2-10 м) і незначною амплітудою (2-3 діаметра дроту). Ці коливання відбуваються майже постійно і викликаються слабким вітром, через що з'являються завихрення потоку, що обтікає поверхню дроти повітря. Через вібрацій настає «втома» матеріалу проводів і відбуваються розриви окремих зволікань близько місць закріплення проводу близько до затискачів, близько опор. Це призводить до ослаблення перетину проводів, а іноді і до їх обриву.

«Танок» проводів - це їх коливання з малою частотою (0,2-0,4 Гц), великою довжиною хвилі (близько одного-двох прольотів) і значною амплітудою (0,5-5 м і більше). Тривалість цих коливань, як правило, невелика, але іноді досягає декількох діб.

Танок проводів зазвичай спостерігається при порівняно сильному вітрі і ожеледі, частіше на проводах великого перерізу.

Небезпечно для роботи повітряних ліній електропередачі забруднення повітря викликане наявністю частинок золи, цементного пилу, хімічних сполук (солей) і т.п. Осадження цих частинок на вологій поверхні ізоляції лінії і електротехнічного обладнання призводить до появи провідних каналів і до ослаблення ізоляції з можливістю її перекриття не тільки при перенапругах, але і при нормальній робочій напрузі.

### **Кабельні лінії**

За характером пошкодження КЛ, поділяють на такі види:

- пошкодження ізоляції, що викликає замикання однієї фази на землю;
- пошкодження ізоляції, що викликає замикання двох або трьох фаз на землю;
- пошкодження ізоляції, що викликає замикання двох або трьох фаз між собою;
- обрив однієї, двох або трьох фаз без замикання на землю;
- обрив однієї, двох або трьох фаз з замиканням на землю пошкоджених жил;
- запливаючий пробій ізоляції;



- пошкодження лінії одночасно в двох або більше місцях, кожне з яких може відноситися до одного з вище вказаних видів.

Більшість недоліків кабелів при профілактичних випробуваннях підвищеною напругою постійного струму не визначаються.

Недоліками, що сильно знижують надійність кабелів, є: висихання ізоляції кабелів, які працюють у важких теплових режимах, осушення ізоляції через стікання або переміщення просочувального складу, пошкодження в оболонках кабелів і ін.

При аваріях часто кабель отримує вторинні пошкодження, такі як випал дугою, деформація внутрішнім тиском, поглинання вологи через пошкоджене отвір і ін.

## **1.5 Діагностика стану КЛ і ПЛ**

### **Діагностика стану КЛ**

В даний час безперебійна робота систем електропостачання міста залежить від надійної роботи кабелі класів низької та середньої напруги. В Україні найбільш розповсюджені силові КЛ номінальної напругою 10 кВ.

В процесі експлуатації силові КЛ піддаються комплексному впливу електричного і теплового полі, зволоженню ізоляції, механічному старінню і пошкодженню під дією вібрацій, електродинамічних зусиль і механічних навантажень, хімічному старінню під дією агресивних речовин.

Старіння ізоляції силових КЛ в результаті тривалого впливу експлуатаційних чинників може привести до пробою КЛ при досягненні граничних значень характеристик ізоляції, що в свою чергу призводить до зниження надійності всієї енергосистеми.

Для оцінки стану ізоляції КЛ в умовах експлуатації застосовуються наступні методи діагностики:

- руйнівні (традиційні);

– неруйнівні.

В таблиці 1.1 представлено порівняльний аналіз руйнівних методів діагностики стану КЛ [20].

Таблиця 1.1 – Порівняльний аналіз руйнівних методів діагностики стану КЛ[20]

№	Назва методу діагностики стану КЛ	Плюси методу	Мінуси методу
1	Випробування підвищеною випрямленою напругою	Простота методу, дешевизна	Не гарантує подальшу безаварійну роботу КЛ, Не <u>рідко</u> призводить до скорочення строку служби КЛ
2	Випробування підвищеною напругою промислової частоти	Якщо КЛ витримує такі випробування, то, скоріш за все вона довго працюватиме без відмов	Обладнання, необхідне для проведення діагностики дуже громіздке і дороге
3	Випробування підвищеною напругою наднизької частоти	Не допускає розвитку пошкоджень в більш незначних дефектах	Виникає пробій при наявності складних дефектів
4	Випробування підвищеною імпульсною напругою	Сповільнюється старіння ізоляції, чітко визначає дефекти в ізоляції корпусу та витків	Складно встановити, чи був пробій ізоляції при випробуванні

Неруйнівні методи діагностики – це методи, засновані на періодичному вимірюванні найбільш інформаційних характеристик інформації, вони дозволяють не тільки отримувати інформацію про нинішній стан ізоляції КЛ, не пошкоджуючи їх, але можуть використані для прогнозування залишкового терміну експлуатації довготривало експлуатованих КЛ. В таблиці 1.2 представлено порівняльний аналіз неруйнівних методів діагностики стану КЛ[20].

Таблиця 1.2 – Порівняльний аналіз неруйнівних методів діагностики КЛ[20]

№	Назва методу діагностики стану КЛ	Плюси методу	Мінуси методу
1	Тепловізійний контроль	Безпечний, дистанційний. Можливість діагностики в будь-який зручний час	При схованому прокладанні кабелю немає можливості провести візуальний огляд, щоб, визначити місце пошкодження
2	Вимірювання діелектричних втрат ізоляції	Дозволяє винести першу оцінку стану ізоляції	Не визначає місця знаходження дефекту
3	Вимірювання часткових розрядів	Висока точність, дозволяє визначити стан КЛ	Надлишкова складність, вартість
4	Рефлектометрія	Виявляє і визначає відстань до місця пошкодження	Складність аналізу рефлекторами, відсутність можливості класифікувати дефекти
5	Вимір і аналіз зворотної напруги в ізоляції КЛ	Можливість проведення діагностики одночасно на трьох фазах КЛ.	Дозволяє оцінити тільки загальний стан ізоляції всієї КЛ, а не окремих її ділянок

### Діагностика стану ПЛ

Повітряні лінії (ПЛ) електропередачі є основними в системах передачі електроенергії. І тому дефекти і несправності, що відбуваються на них, вимагають негайної локалізації і усунення. Аналіз аварій повітряних ліній показує, що щорічно відбуваються численні відмови ВЛ в результаті зміни властивостей матеріалу проводів і їх контактних з'єднань: руйнування проводів через корозію та вібраційних впливів, стирання, знос, втомні явища, окислення та ін. Крім того, з кожним роком зростає число ушкоджень фарфорових, скляних і полімерних ізоляторів. Існує безліч методів і систем для діагностики вищезгаданих елементів, проте вони, як правило, є трудомісткими, мають підвищену небезпеку і, крім того, вимагають відключення обладнання від напруги. Високою продуктивністю

характеризується метод проходження ПЛ вертолітним патрулюванням. За день роботи (5 - 6 год) оглядаються до 200 км ліній. При вертолітному патрулюванні проводяться наступні види робіт:

- тепловізійна діагностика ВЛ, ізоляторів, контактних з'єднань і арматури з метою виявлення елементів, що піддаються температурному нагріванню внаслідок виникаючих дефектів ;
- ультрафіолетова діагностика ВЛ, ізоляторів, контактних з'єднань з метою виявлення коронних розрядів на них ;
- візуальний контроль опор, ізоляторів, контактних з'єднань.

Тепловий метод діагностики ВЛ. Виявити витік тепла і запобігти аварії, пов'язану з перегрівом на повітряних лініях, можна на ранніх етапах його появи. Для цієї мети використовуються тепловізори або пірометри.

Оцінка теплового стану струмоведучих частин та ізоляції ПЛ в залежності від умов їх роботи і конструкції здійснюється:

- по нормованим температурам нагрівання (перевищенням температури);
- надлишковій температурі;
- динаміці зміни температури в часі;
- зі зміною навантаження;
- шляхом порівняння вимірних значень температури в межах фази, між фазами, зі свідомо справними ділянками.

## **1.6 Методи оцінки надійності та проблема достовірності показників надійності.**

Уточнення методів оцінки і моделей надійності може істотно підвищити ефективність проектування і функціонування розподільних мереж.

Для попередження аварій вважається за необхідне створення складного комплексу взаємопов'язаних програм, що дозволяють проводити всебічні дослідження стійкості і надійності функціонування енергетичних об'єднань і СЕП,

що вимагає розробки та вдосконалення математичних моделей і методів розрахунку параметрів надійності.

Основна увага в даний час зосереджено на вирішенні структурних завдань, а методи, що застосовуються для розрахунку надійності функціонування енергетичних об'єктів та СЕП, можна розділити на дві групи – аналітичні і статистичні [21,22,23].

Методи оцінки структурної надійності представлені в таблиці 1.3

Таблиця 1.3 - Методи оцінки структурної надійності

Експериментальні		Методи імітаційного моделювання	Аналітичні методи
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Випробування на надійність</li> <li>– Прискорені</li> <li>– Тривалі</li> </ul>	Спостереження		<ul style="list-style-type: none"> <li>– Логіко-ймовірнісні</li> <li>– Таблично-логічний</li> <li>– Формування логічної функції відмови за допомогою дерева відмов</li> <li>– Простору станів</li> <li>– На основі топологічного аналізу електричної схеми на зв'язність та формування мінімальних шляхів та перетинів</li> </ul>

З аналітичних методів значного поширення для розрахунку структурної надійності отримали логіко-імовірнісні методи і методи, що базуються на теорії марковських процесів. Найпростіші логіко-імовірнісні методи дуже зручно застосовувати при розрахунку послідовно-паралельних структур. Для аналізу структурних схем, які не є послідовно-паралельними, використовується підхід, заснований на поняттях мінімальних шляхів і мінімальних перетинів. Часто для отримання безлічі мінімальних шляхів і мінімальних перетинів використовується метод дерев відмов [24,25,26,27].

Останнім часом за кордоном для оцінки структурної надійності (адекватності) були розроблені два імовірнісних методи:

а) метод перебору станів, який дозволяє представити систему спрощеними математичними моделями, встановленими на основі даних по надійності її елементів. Далі аналітично розраховують показники очікуваного ризику, що оцінюється по комбінаціям станів моделей системи і наближеною моделі навантаження;

б) метод Монте-Карло, який дозволяє моделювати різні відмови системи, відтворюючи для кожного з них всі характеристики системи (навантаження, метеоумови, надійність елементів електроенергетичної системи) за випадковою вибіркою, отриманої з відповідного імовірнісного закону розподілу.

Обидва методи досить докладно описані в літературі і в цьому використанні в США, Канаді, Франції, Італії, Англії, Бразилії. Метод Монте-Карло будується на двох версіях: з першої з них перебір подій здійснюється по черзі таким чином, щоб всі 8760 годин на рік були б оцінені в хронологічному порядку [28].

За другою версією почергової перебір подій не робиться, тобто всі 8760 подій розглядаються як одне річне і вибираються не в хронологічному порядку, а за випадковим законом. Кожна версія розроблена стосовно до конкретного завдання.

Обидва методи - і перебір станів, і Монте-Карло - застосовуються для оцінки надійності великих систем, вимагають потужних обчислювальних засобів, а метод перебору станів, крім того, пов'язаний з необхідністю врахування ймовірності, як самих подій, так і їх класифікації за тяжкістю. У методі Монте-Карло з цією метою застосовують методи скорочення варіацій, коли події вибираються за ступенями значимості і по типу, а також інші додаткові методи, засновані на регресійному аналізі [29].

Метод, який базується на теорії однорідного марківського процесу, моделює функціонування енергооб'єкта як випадковий процес його переходу їх одного стану в інший, обумовлений відмовами і відновленням працездатності складових об'єктів елементів.

Метод, обумовлений відмовами і відновленням працездатності, що не накладає обмежень на вид розглянутих схем, не вимагає незалежності елементів по їх надійності, а також дозволяє отримати однозначні показники надійності. Найбільш ефективним є використання цього методу для енергетичних об'єктів, закони розподілу часу роботи і ремонту яких експоненціальні, наприклад, в системах релейного захисту та автоматики.

Для визначення надійності складних енергетичних об'єктів і СЕП знайшов також застосування метод статистичних випробувань [30]. При застосуванні методу статистичних випробувань на ЕОМ (комп'ютері) моделюються процеси роботи елементів об'єкта, а потім розглядаються можливі стани, в яких може опинитися даний об'єкт.

Недостатньо високий рівень експлуатаційної надійності ряду енергетичних об'єктів та СЕП є наслідком багатьох об'єктивних і суб'єктивних причин, серед яких головними слід назвати:

- недосконалість в ряді випадків проектних рішень по системам електропостачання;
- недостатньо розвинена методична, нормативна та інформаційна база, призначена для формування прийнятих рішень щодо забезпечення надійності, а також відсутність загальних закономірностей виникнення і розвитку аварій в таких технічно складних системах, якими є об'єкти електропостачання;
- невисока якість електрообладнання, в тому числі засобів захисту, контролю та управління;
- невисокий технічний рівень експлуатації.

Удосконалення проектних і експлуатаційних рішень по створенню, управлінню і подальшому розвитку СЕП передбачає визначення раціонального рівня надійності електропостачання споживачів на основі кількісних критеріїв [31].

У ряді випадків при аналізі надійності розглядаються два аспекти:

- адекватність (готовність системи забезпечити споживача електроенергією з урахуванням ситуації, що склалася);

- живучість (готовність системи витримувати раптові впливи).

У кількісному відношенні ці два аспекти повинні оцінювати [32] статичну і динамічну можливість відмови в показниках, що мають імовірнісний характер, тобто в показниках, значення яких визначається подіями в майбутньому, отже, прогнозованих у тій чи іншій мірі.

Однак практично імовірнісний підхід застосовується тільки при оцінці статичної надійності. Аналіз живучості, який все частіше необхідний в задачах планування режимів і експлуатації електричних систем, як правило, виконується без застосування імовірнісних методів. Імовірнісний підхід вимагає оцінки великої кількості можливих ситуацій, кожна з яких вимагає детального моделювання системи. Саме в цьому складність застосування імовірнісного підходу.

Основними напрямками підвищення надійності є [33]:

- доцільно з урахуванням становлення ринкових відносин переглянути критерій статичної надійності в бік його збільшення до економічно доцільних значень, які враховують найбільш точно збитки споживачів;

- необхідно розширити дослідження по відновленню нормального режиму функціонування СЕП після важких аварій з масовим відключенням споживачів в частині розробки вимог до обладнання, методів дослідження, ідеології та систем управління;

- необхідно переглянути існуючу інструкцію з аналізу аварійності енергосистем в напрямку більш адекватної оцінки категорійності аварій і відмов;

- слід ввести в більшому обсязі імовірнісні підходи в оцінці показників надійності СЕП.

- враховуючи, що багато об'єктів електроенергетики схильні до небезпечних природних впливів (землетруси, урагани, ожеледь і ін.), необхідне вдосконалення норм і вимог до електротехнічного устаткування електростанцій, підстанцій і ЛЕП, що працюють в цих умовах, в першу чергу - до обладнання, що працює в сейсмічних регіонах;



Також розроблені комплекси програм [20, 34, 35 ], які використовуються для оцінки та оптимізації надійності розподільних мереж. За допомогою даного програмного забезпечення можна виконувати моделювання імовірнісне моделювання таких значень в залежності від розв'язуваної задачі:

- Час введення резервного живлення  $\tau_b$ ;
- Похибка визначення навантажень ТП
- Параметр потоку відмов елементів мережі

Як показав аналіз в [20], у реальній вихідній статистичній інформації, що була отримана за рік в мережі ,було встановлено те, що похибка розрахунку математичного очікування недовідпуску електричної енергії досягає величини 40-50%, що є дуже низьким показником, відповідно це не дозволяє розрахувати дійсний можливий збиток, який наноситься економіці при тому стані мережі, що розглядається. Тому при вирішеннях багатокритеріальної задачі оптимізації експлуатації СЕП є не зовсім можливим зіставлення значимості впливу кожного з чинників, що враховуються.

Відповідно було розглянуто декілька шляхів підвищення точності оцінки недовідпуску.

- Об'єднання однорідних вибірок даних аварійної статистики за декілька років, а також, що систематизовані для даного району, більше того, якщо у мережі має місце поділ на територіальні райони, треба визначити наявність районів, де можна вважати умови експлуатації ідентичними.
- Застосування розрахункових моделей з врахуванням залежності  $\tau_b$  і  $\omega_{кл}$  від факторів, що впливають. При цьому практично не ускладнюється процес обчислення недовідпуску електричної енергії.

### **Висновки до розділу**

Розглянуто питання щодо вимог, основних показників а також отримання їх значень вихідних показників надійності розподільних мереж.

Проведено аналіз існуючих методів оцінки надійності, а також показано, що питання достовірності вихідної інформації є одним з найголовніших при подальшому прогнозуванні основних показників надійності.

Розглянуто основні проблеми експлуатації розподільних мереж, проведено загальний аналіз їх стану, порівнюючи основні показники надійності з показниками європейських країн.

Розглянуто причини пошкодження КЛ і ПЛ, а також аналіз діагностики їх стану.

## 2 АНАЛІЗ ДАНИХ АВАРІЙНОЇ СТАТИСТИКИ ТА ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЇЇ ДОСТОВІРНОСТІ

### 2.1 Збір та склад інформації щодо пошкоджень елементів розподільних мереж

У загальному комплексі заходів щодо забезпечення надійності будь-якого виробу збір статистичної інформації про відмови і оцінка показників надійності в умовах експлуатації є останнім, заключним етапом. При цьому з'являється можливість оцінити реальні значення показників надійності і, отже, оцінити ефективність заходів щодо забезпечення надійності на всіх етапах: проектування, виробництво, випробування, монтаж, експлуатація. Якість одержуваних оцінок залежить від того, наскільки ретельно організований збір інформації, наскільки забезпечені повнота і достовірність інформації про напрацювання і відмовах виробу і наскільки адекватні і коректні методи її обробки.

Очікуваний недовідпуск  $\Delta W_{\text{недов}}$ , що знаходиться для ділянки розподільної мережі або петльової схеми, яка складається  $k$  ТП,  $n$  ділянок, розраховується для старціонарного потоку відмов, за допомогою виразу [36].

$$\Delta W_{\text{недов}} = \sum_{j=1}^k P_C (\sum_{i=1}^n \omega_i) \tau_B, \quad (2.1)$$

де  $P_C$  – середньорічне навантаження ТП,  $\omega_i$  – параметр потоку відмов елементів мережі,  $\tau_B$  – час введення резервного живлення.

Достовірність розрахунку  $\Delta W_{\text{недов}}$  залежить від точності кожного з компонентів.

*Навантаження ТП.* Навантаження  $P_C$  визначається за показами лічильників або по величині максимального навантаження використовуючи формулу:

$$P_C = \frac{W}{8760} \quad (2.2)$$

*Параметр потоку відмов елементів мережі  $\omega_i$*  - характеризує частоту пошкоджень обладнання, одиниця виміру – число відмов в рік на елемент. Його значення приймається або з довідкових середньостатистичних даних, або на основі

аварійної статистики, що зібрана в мережі для тих елементів, умови експлуатації яких суттєво впливають на пошкодження.

Тому в розрахунках  $\Delta W_{\text{недов}}$  використовуються значення  $\omega_{\text{кл}}$ , отримані на основі опрацювання обмежених обсягів даних аварійної статистики, більше того, можуть використовуватись моделі, що засновані на середніх значення для даної мережі, або тих, що враховують залежність параметру від індивідуальних особливостей лінії

*Час введення резервного живлення  $\tau_B$*  - це проміжок часу починаючи з моменту аварійного відключення по причині пошкодження КЛ до моменту відновлення живлення споживачів. До чинників, які можуть бути включені при розрахунках, належать  $n_{\text{уч}}$  - число ділянок у відключеній мережі [36]. В розрахунках можуть бути прийняті середні для мережі значення  $\tau_B$  або такі, що враховують залежність від індивідуальних особливостей кабельних ліній мережі.

*Час відновлення пошкодженої ЛЕП  $T_p$* . Параметр характеризує середнє значення ремонту пошкодження, до моменту повернення лінії до нормального режиму роботи. При збільшенні значення  $T_p$ , зростають втрати енергії в мережі [21] та погіршується надійність системи електропостачання споживачів. До чинників, які впливають на показник  $T_p$  належать: одночасні відмови КЛ, місце пошкодження та балансова належність елемента.

Застосування моделей розрахунку, при яких враховується більша кількість факторів, що впливають показники, підвищує як точність оцінки  $\Delta W_{\text{недов}}$ , так і ефективність оптимізації. При цьому також числові характеристики, що необхідні для розрахункової моделі визначають на основі обробки однакового визначеного обсягу аварійної статистики, отриманої по причині експлуатації даної електромережі.

За допомогою збору та обробки інформації про пошкоджуваність елементів вирішуються наступні завдання:

- визначення (контроль) кількісних показників надійності;

- виявлення причин відмов, умов і режимів експлуатації, що впливають на надійність;
- накопичення даних для прогнозування надійності новостворюваних і тих, що знаходяться в експлуатації елементів;
- встановлення і коригування нормованих показників надійності;
- визначення економічної ефективності підвищення надійності.

Питаннями збору і обробки інформації про пошкоджуваність елементів повинні займатися головні організації та служби надійності (якості) на підприємствах-виробниках та підприємствах-споживачах.

Збір інформації може бути організований у формі постійних спостережень (суцільних або вибіркових) або періодами певної тривалості. Доцільність використання того чи іншого джерела інформації або варіанти спостереження визначається конкретними цілями аналізу і вимогами до повноти та достовірності одержуваної інформації з урахуванням обмежень технічного і економічного характеру. Наприклад, тривалі постійні спостереження в підконтрольній експлуатації дозволяють забезпечити високу якість інформації та отримати вихідні дані для вирішення всього комплексу перерахованих завдань. Однак організація таких спостережень є трудомістким і дорогим заходом.

При організації збору інформації про надійність, як правило, розробляються: технічне завдання; програма спостережень; інструкція з проведення робіт на підприємствах, які охоплюються системою збору інформації; методики аналізу і обробки інформації.

Достовірність первинної інформації забезпечується повнотою і безперервністю записів, глибиною і об'єктивністю аналізу причин відмов. Важливо мати на увазі, що недостовірні первинні дані неможливо поліпшити ніякою, навіть самою ретельною статистичною обробкою [37].

Можливості об'єктивного аналізу і обробки статистичної інформації про надійність істотно залежать від повноти відомостей про кожного відмову (пошкодження).

У кожному конкретному випадку склад фіксованої інформації визначається тими завданнями, які належить вирішити. У загальному випадку для вирішення завдань необхідно при кожному порушенні працездатності (функціонування) фіксувати[37]:

- загальне напруження і напруження від попередньої відмови;
- зовнішні ознаки і ступінь впливу відмови на працездатність об'єкта або системи;
- умови середовища в момент відмови;
- причину відмови (передбачувану причину);
- «адресну» інформацію;
- дані про оперативність перемикання резерву;
- спосіб і час усунення відмови.

Залежно від цілей аналізу обсяг і характер фіксованої інформації може змінюватися. Якщо оцінці підлягають тільки показники ремонтпридатності обладнання - властивості, що полягає в пристосованості до попередження і виявлення причин виникнення відмов, усунення їх наслідків шляхом проведення технічного обслуговування і ремонту, то можна обмежитися тільки інформацією про способи і часу відновлення. Якщо крім них оцінці підлягають і показники довговічності, то додатково фіксують характер відмови.

Природно, що роботи по збору інформації про надійність неможливі без чітко встановлених критеріїв (ознак) відмов і граничних станів стосовно кожного типу обладнання (складальної одиниці вузла, деталі, об'єкта, системи). Для підвищення достовірності інформації (виявлення помилок і спотворень в записах) рекомендується дублювання інформації в документах первинного обліку [38].

Інформація про відмови в проведенні ремонтно відновлювальних і планових ремонтів обладнання служить також для вивчення причин відмов, розробки заходів, спрямованих на підвищення якості проектування, виготовлення, монтажу, ремонту і експлуатації.

Для отримання найбільш представницьких оцінок необхідно об'єднувати дані цілого ряду різних об'єктів.

За допомогою математичної статистики визначається також необхідний об'єм випробувань для оцінки надійності із заданою точністю і перевіряється вплив від різних факторів (регресійний аналіз) і взаємний вплив випадкових параметрів один на одного (кореляційний аналіз). Нарешті, математична статистика дозволяє планувати випробування і дослідження так, щоб отримати максимальну інформацію при мінімальних витратах [39].

## **2.2 Математичний апарат обробки інформації**

Зібрана в результаті спостережень інформація являє собою сукупність ситуацій, дуже різnorідних за характером, причин виникнення, впливу на працездатність обладнання і систем. Тому обробка результатів спостережень в якості першого обов'язкового етапу повинна включати якісний аналіз інформації (уточнення або відсіювання сумнівних даних, класифікація, об'єднання даних по однотипному обладнанню тощо)[38].

Залежно від цілей аналізу класифікація інформації може бути проведена за різними ознаками: ступеня впливу відмови на працездатність об'єкта або системи, місця, причин, стосовно оцінюваним показниками надійності і т.д. Наприклад, за ступенем впливу на працездатність можуть бути виділені суттєві і не дуже відмови, повні та часткові відмови, пошкодження, збої і т.д. Класифікація відмов з причин визначається тим, до якого етапу життєвого циклу виробу, об'єкта чи системи відноситься помилка або недоробка, що стала причиною відмови (конструктивна, технологічна, виробнича, експлуатаційна). При класифікації можуть бути виділені відмови, враховуються і не враховуються при оцінці того чи іншого показника надійності. Якщо в завдання спостережень входить оцінка показників надійності, то результати спостережень, «очищені» попередньою «інженерною» обробкою, підлягають подальшій статистичній обробці. Статистична обробка зводиться до оцінки точкових і інтервальних значень показників надійності або оцінці

параметрів функції розподілу випадкових величин, що визначають показники надійності, тобто традиційної задачі математичної статистики.

Для етапу статистичної обробки несуттєво, яка з властивостей досліджується - безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність; якими одиницями вимірюється напруцювання виробів - кількістю годин, циклів роботи і т.п. Найбільш важливими для етапу статистичної обробки є такі фактори, як тип оцінюваного показника надійності, обсяг відомостей про випадкову величину, що спостерігається і характер статистичного матеріалу.

Приступаючи до статистичної обробки інформації про надійність, рекомендується приділити особливу увагу однорідності вибірки.

З точки зору обсягу вихідних даних, завдання статистичної обробки зводяться до варіанту, коли вид функції розподілу спостережуваної відомий лише приблизно. В цьому випадку приймається деяка гіпотеза про вид функції розподілу і оцінюються її параметри. Потім проводиться перевірка, чи не суперечать дані спостережень прийнятої гіпотези. При позитивних результатах цієї перевірки приступають до завершального етапу обробки.

Для визначення значень можливих похибок у вихідній інформації проводиться аналіз даних аварійної статистики, що зібрані протягом 2 років в районах міських електричних мереж. Систематизуючи дані з'являється можливість побудови розподіли величин, які розглядаються, аналізу розподілу відмов по часу доби та місяцях року. Також по можливості можна зробити розподіл по балансовій належності пошкодженого елемента та по причинах пошкодження. Приклади розподілів наведені на рисунках 2.1 – 2.3.



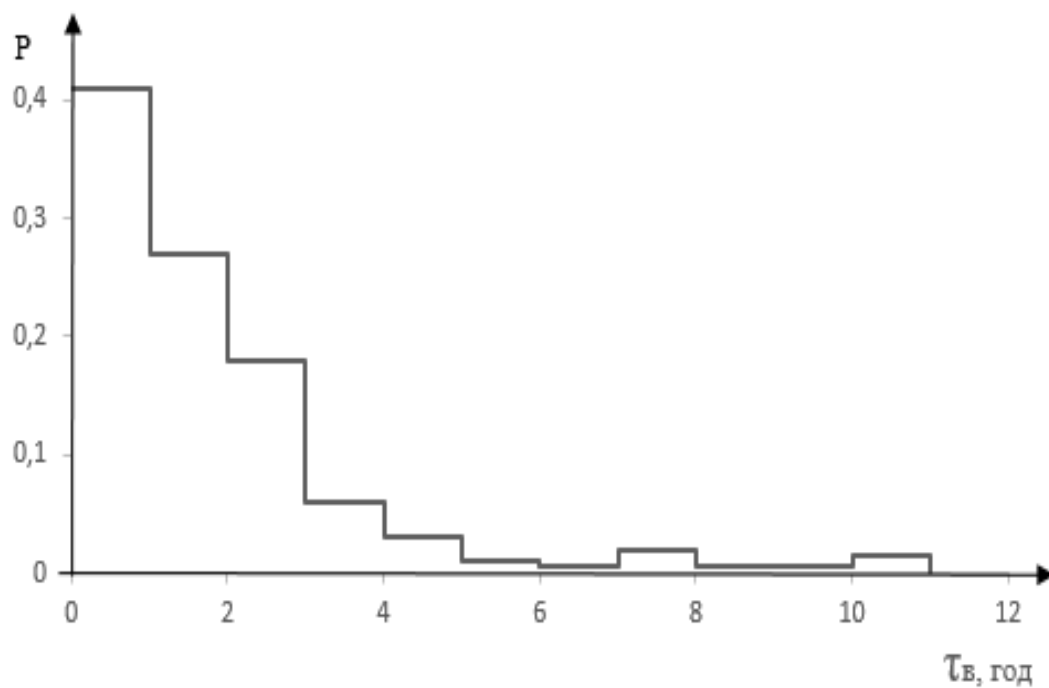


Рисунок 2.1 - Гістограма розподілу  $\tau_b$  (перший рік спостереження)

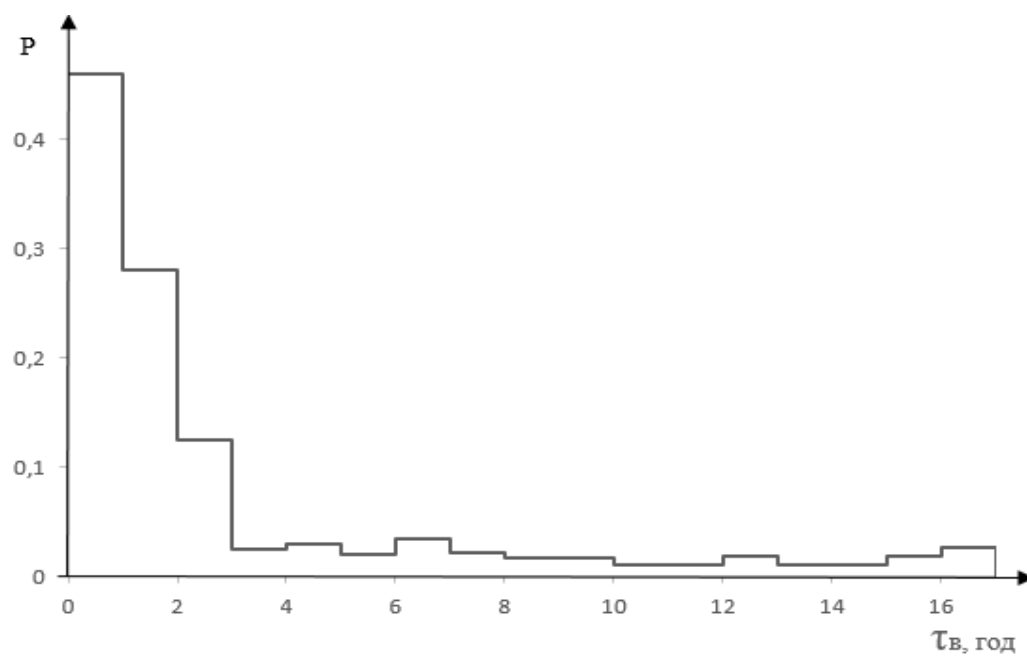


Рисунок 2.2 - Гістограма розподілу  $\tau_b$  (другий рік спостереження)

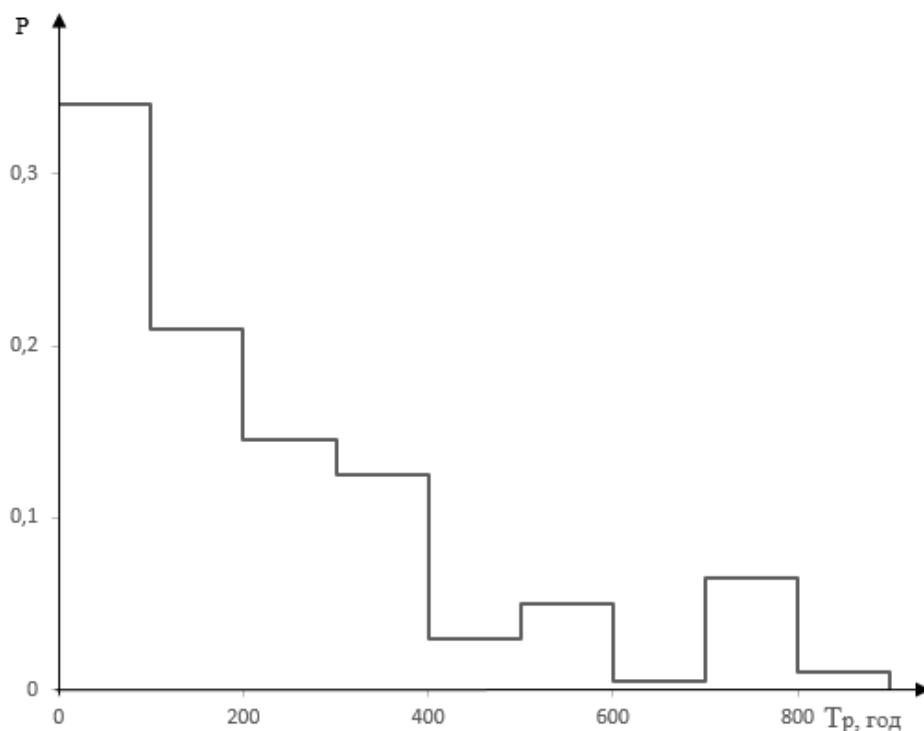


Рисунок 2.3 – Гістограма розподілу тривалості знаходження мережевих КЛ в неробочому стані

Гіпотеза про вид закону розподілу досліджуваної випадкової величини зазвичай висувається на підставі графічного зображення статистичного закону розподілу, відомостей про механізм формування значень, а також на підставі значень оцінок числових характеристик.

**Критерій  $\chi^2$ -квадрат Пірсона.** Якщо вивчається безперервна випадкова величина, то вид гістограми відносних частот зазвичай значно полегшує завдання висунення гіпотези  $H_0$ .

Перевірка гіпотези про передбачуваний розподіл проводиться за допомогою непараметричних критеріїв значущості [40]. Однією з груп таких критеріїв значимості є критерії згоди, за допомогою яких перевіряються нульові гіпотези про вид функції розподілу випадкової величини. Одним з найбільш широко використовуваних на практиці критеріїв згоди є критерій  $\chi^2$  Пірсона. Він може використовуватися для перевірки гіпотез про вид закону розподілу як дискретних, так і безперервних випадкових величин [40,41].

Застосування критерію  $\chi^2$  засноване на зіставленні емпіричних  $m_i$  і теоретичних  $np_i$  частот попадання значень досліджуваної випадкової величини в розглянуті часткові розряди. Значення критерію  $\chi^2$  розраховується за формулою:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(m_i - np_i)^2}{np_i} \quad (2.3)$$

Легко помітити, що при незначних відхиленнях значень  $m_i$  від  $np_i$  значення критерію  $\chi^2$  буде близьким до нуля. І навпаки, велике значення критерію  $\chi^2$  свідчить про суттєве відхилення значень  $m_i$  і  $np_i$ .

Необхідними умовами застосування критерію  $\chi^2$  є досить великий обсяг вибірки ( $n \geq 30$ ) і відсутність в теоретичному розподілі розрядів з невеликим ( $np_i < 5$ ) числом спостережень. Для забезпечення останньої умови інтервали, для яких  $np_i < 5$ , необхідно об'єднати з сусідніми. На хвостах розподілу допускається значення  $np_i \geq 1$ .

Алгоритм застосування критерію  $\chi^2$  для перевірки гіпотези про вид закону розподілу досліджуваної випадкової величини:

- будується статистичний закон розподілу випадкової величини;
- вибирається рівень значущості  $\alpha$ ;
- формулюється гіпотеза про вид закону розподілу досліджуваної випадкової величини;
- обчислюються теоретичні ймовірності  $p_i$  попадання значень випадкової величини  $X$  в розглянуті розряди розбиття:  $p_i = P(C_i \leq X < C_{i+1}) = F(C_{i+1}) - F(C_i)$ , ( $i = 1, 2, \dots, k$ ), де  $F(x)$  - гіпотетична функція розподілу випадкової величини  $X$ ;
- визначаються значення теоретичних частот  $np_i$  ( $i = 1, 2, \dots, k$ ). При необхідності для забезпечення умови  $np_i \geq 5$  об'єднуються кілька сусідніх розрядів розбиття.
- обчислюється вибіркове значення критерію  $\chi^2$ .

– по таблиці критичних точок розподілу  $\chi^2$  визначається критичне значення  $\chi^2_{\alpha, \nu}$ , що відповідає заданому рівню значущості  $\alpha$  і числу ступенів свободи  $\nu = k - r - 1$ .

– якщо розрахункове значення критерію потрапляє в критичну область, тобто  $\chi^2 > \chi^2_{\alpha, \nu}$ , то висунута гіпотеза відкидається (при цьому ймовірність відхилення вірної нульової гіпотези дорівнює  $\alpha$ ). У випадках, коли значення  $\chi^2$  не перевищує критичного  $\chi^2 \leq \chi^2_{\alpha, \nu}$ , вважають, що висунута гіпотеза не суперечить дослідним даним.

Підкреслимо, що отриманий результат свідчить лише про прийнятному узгодженні перевіряється гіпотези з наявними вибірковими даними і в загальному випадку не є доказом істинності цієї гіпотези.

Для проведення моделювання методом Монте-Карло потрібно знати закон розподілу, якому підпорядковуються вихідні дані. Тому перевіряється згода з нормальним законом розподілу, рівномірним та експоненціальним. Також, маючи дані про закон розподілу в даному випадку дозволяється сильно підвищити достовірність оцінок.

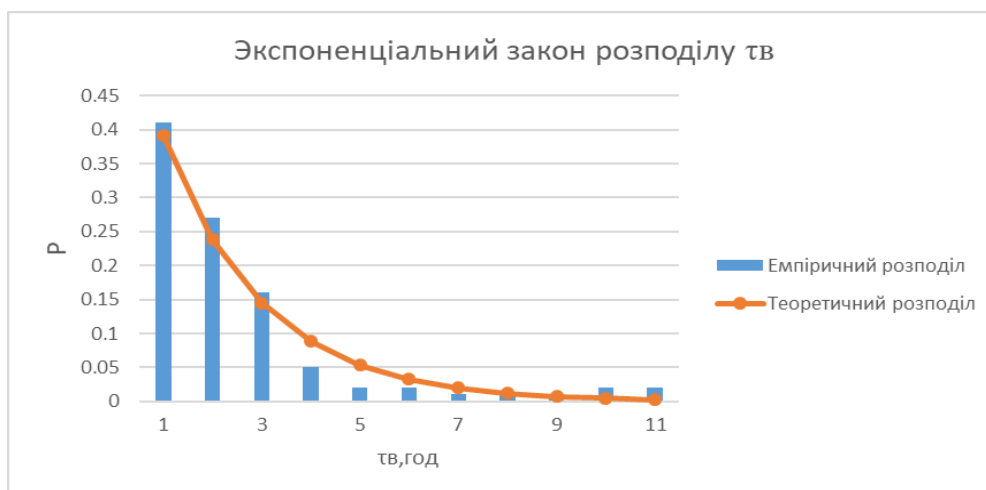
Деякі згладжування статистичних розподілів параметрів, що оцінюються представлені в таблицях 2.1 та 2.2. Розглянуто 2 розрахункові моделі, в одній з яких відкидаються деякі значення  $\tau_v$  та  $T_p$ , так як вони мають досить малу ймовірність потрапляння в інтервал. Це зумовлено в першу чергу людським фактором, так як не всі елементи розподільної мережі, в даному випадку КЛ, є однаково важливими для системи в цілому. В таблиці вказаний варіант розрахункової моделі, об'єм даних, величини параметрів, що характеризують розподіл а також для кожного закону значення критерію Пірсона  $\chi^2$ . Гістограми розподілу  $\tau_v$  для першого року спостережень та  $T_p$  з їх теоретичними кривими наведені на рисунках 2.4 – 2.15.

Таблиця 2.1 – Згладжування статистичних розподілів  $\tau_b$ 

Розрахункова модель	N	Нормальний закон розподілу			Експоненціальний		Рівномірний
		$m_x$ год	$\sigma_x$ год	$\chi^2$	$\lambda_x$ 1/год	$\chi^2$	
1	100	2,01	2,95	43,8	0,49	21,99	198
2	91	1,27	1,71	6,05	0,79	5,86	52,8

Таблиця 2.2 – Згладжування статистичних розподілів  $T_p$ 

Розрахункова модель	N	Нормальний закон розподілу			Експоненціальний		Рівномірний
		$m_x$ год	$\sigma_x$ год	$\chi^2$	$\lambda_x$ 1/год	$\chi^2$	
1	100	241	316,6	19,7	0,004	14	85,9
2	86	1,27	1,71	6,7	0,006	7,81	28

Рисунок 2.4 - Згладжування розподілу  $\tau_b$  першого року спостережень за експоненціальним законом (розрахункова модель 1)

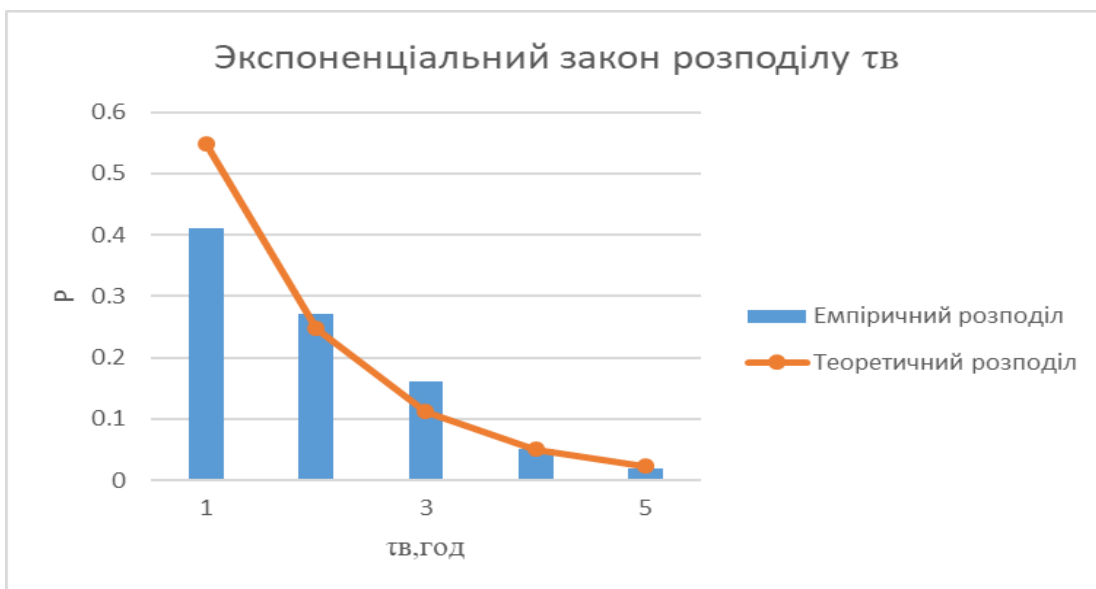


Рисунок 2.5 - Згладжування розподілу  $\tau_b$  першого року спостережень за експоненціальним законом (розрахункова модель 2)

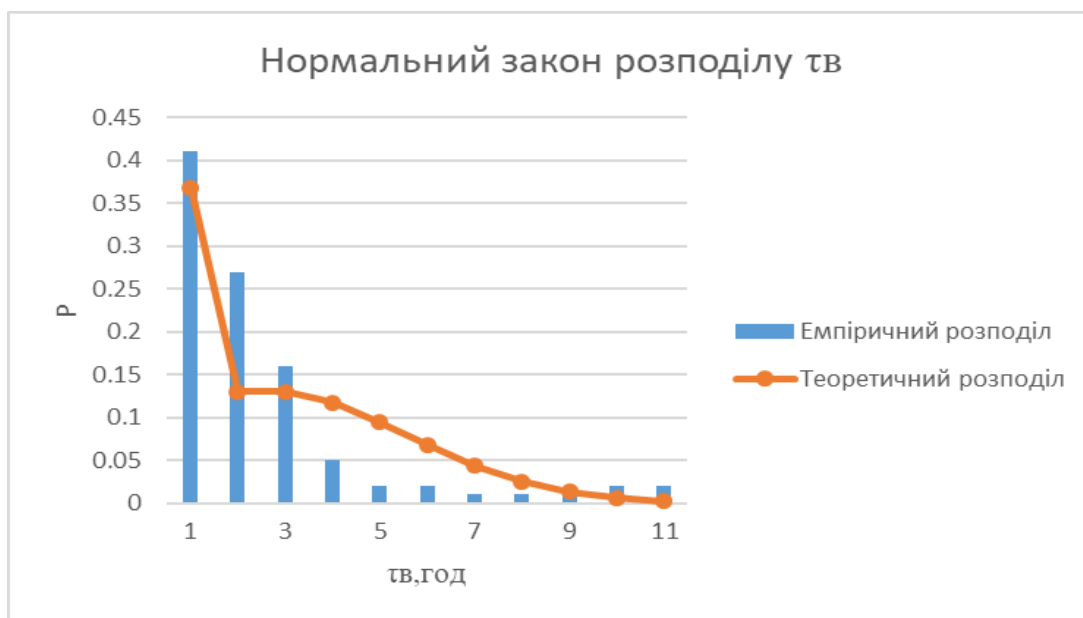


Рисунок 2.6 - Згладжування розподілу  $\tau_b$  першого року спостережень за нормальним законом (розрахункова модель 1)

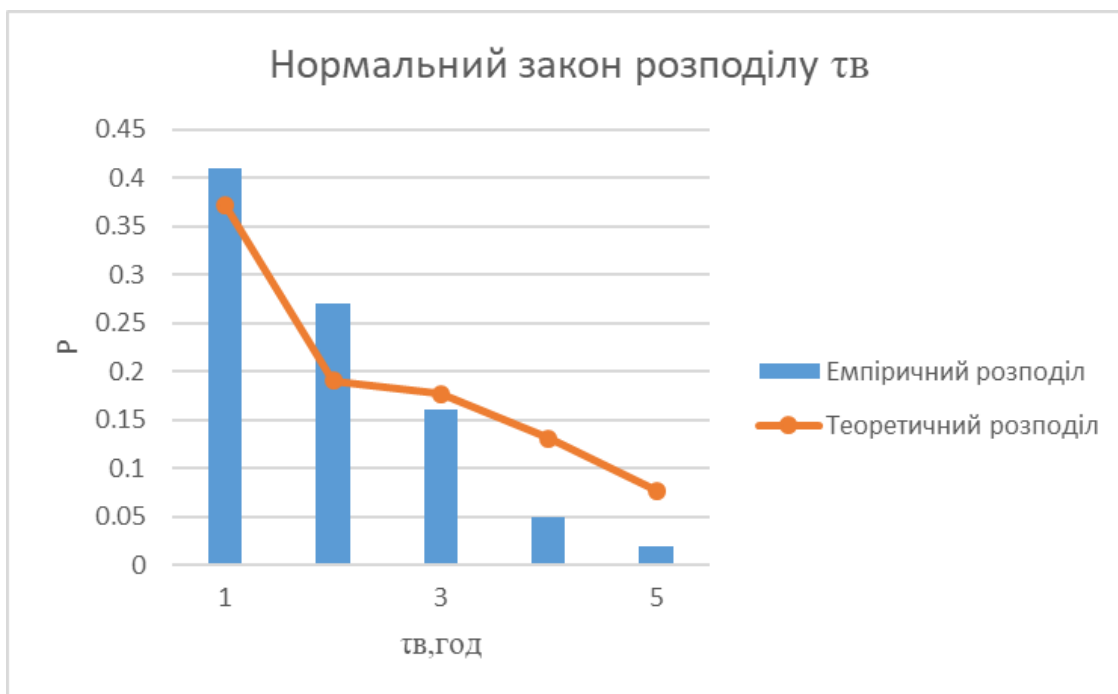


Рисунок 2.7 - Згладжування розподілу  $\tau_v$  першого року спостережень за нормальним законом (розрахункова модель 2)

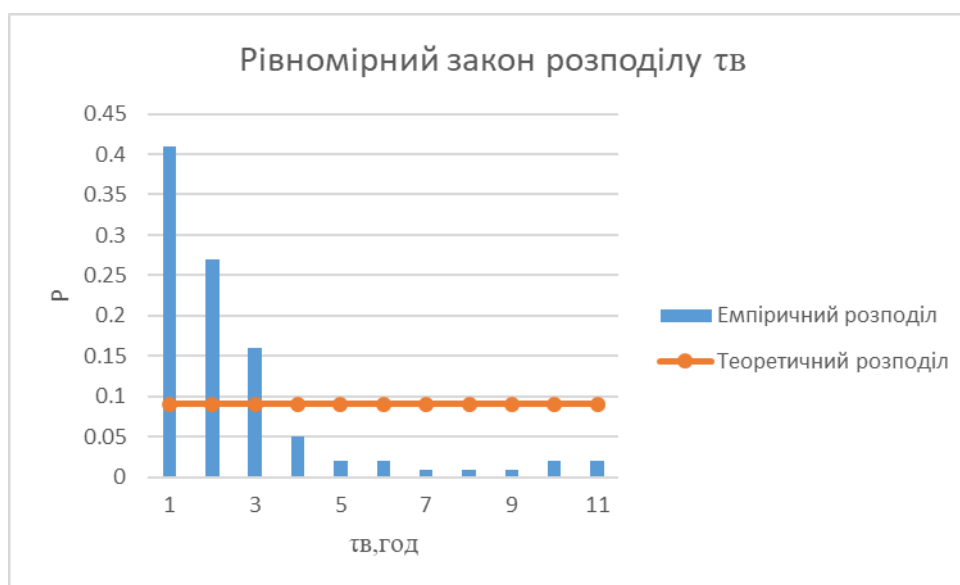


Рисунок 2.8 - Згладжування розподілу  $\tau_v$  першого року спостережень за рівномірним законом (розрахункова модель 1)

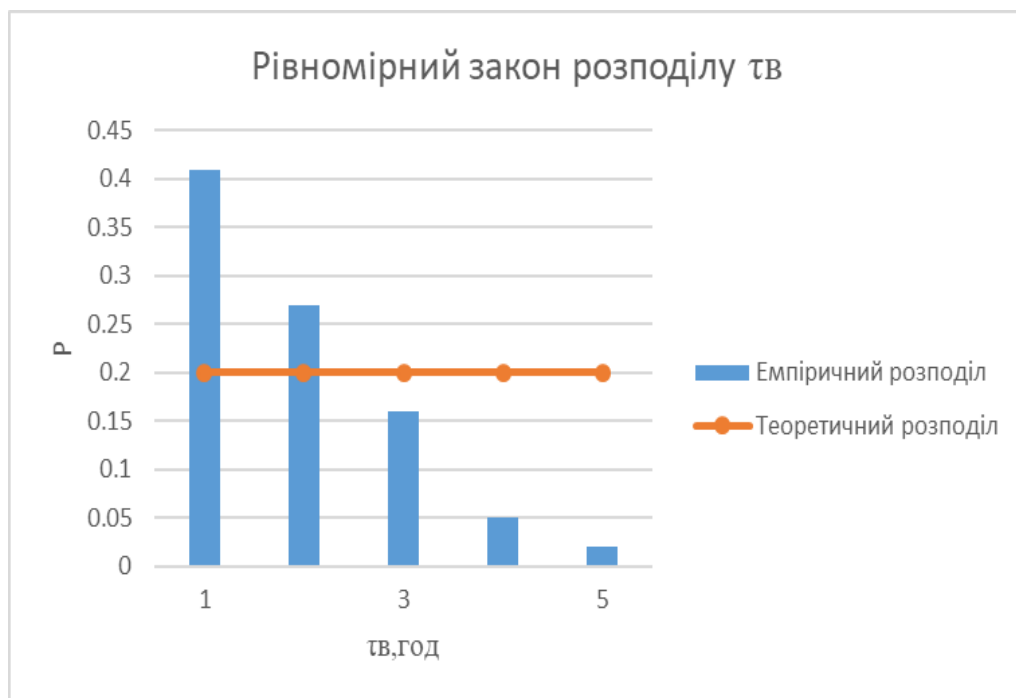


Рисунок 2.9 - Згладжування розподілу  $\tau_b$  першого року спостережень за рівномірним законом (розрахункова модель 2)

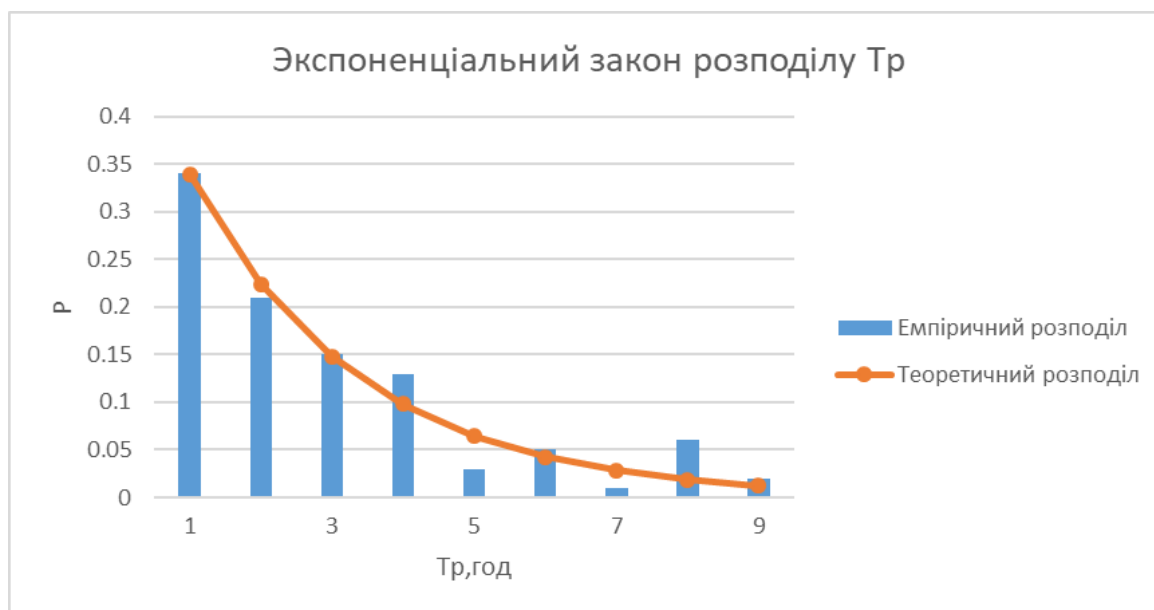


Рисунок 2.10 - Згладжування розподілу  $T_r$  за експоненціальним законом (розрахункова модель 1)



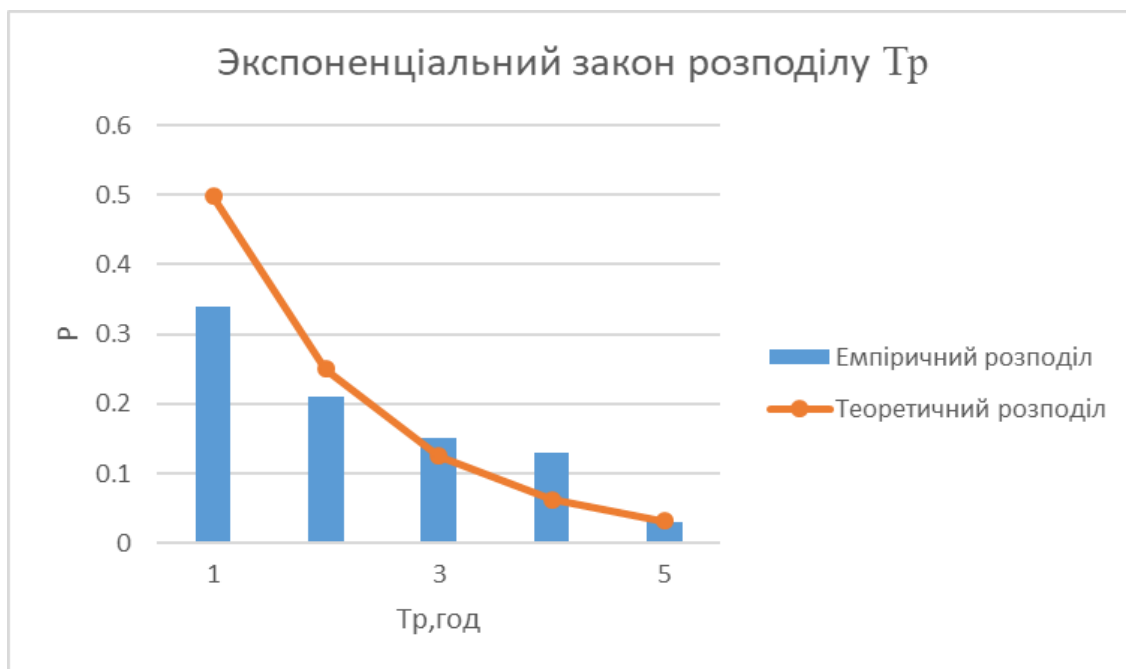


Рисунок 2.11 - Згладжування розподілу  $T_r$  за експоненціальним законом (розрахункова модель 2)

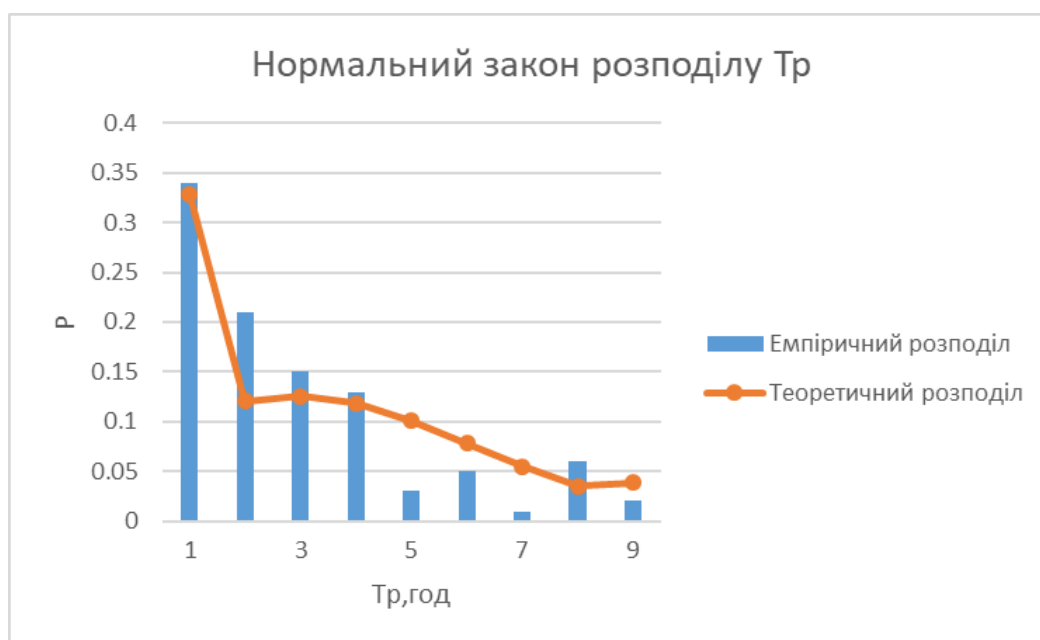


Рисунок 2.12 - Згладжування розподілу  $T_r$  за нормальним законом (розрахункова модель 1)

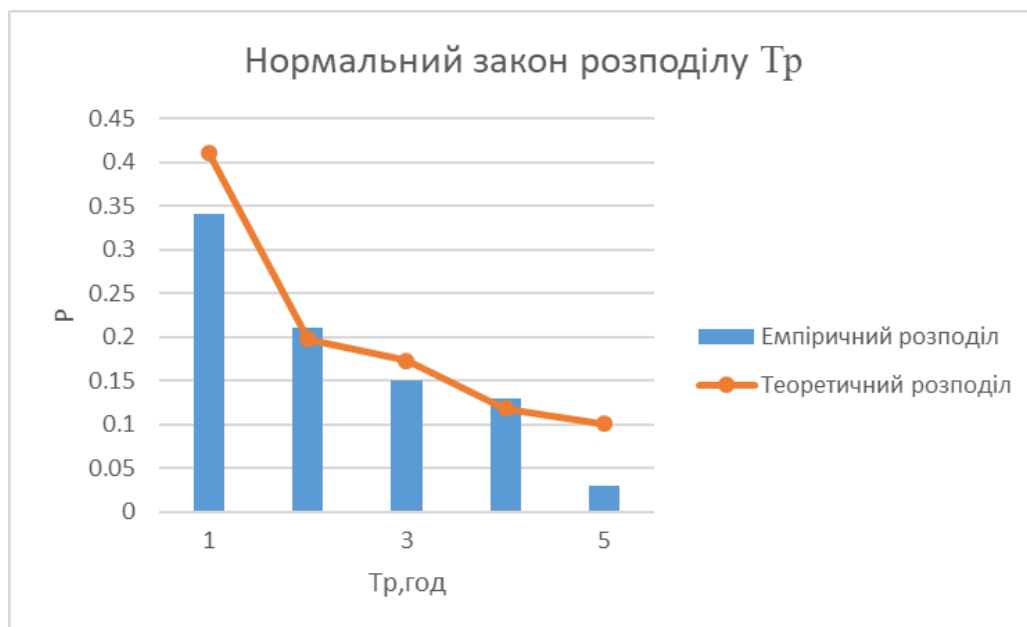


Рисунок 2.13 - Згладжування розподілу  $T_r$  за нормальним законом (розрахункова модель 2)

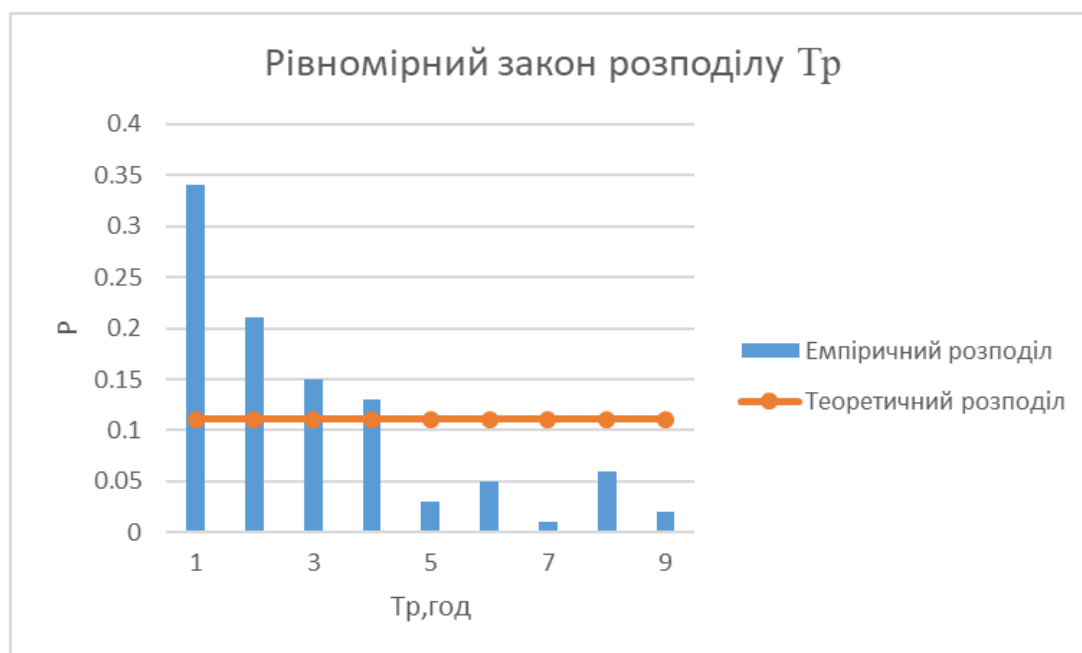


Рисунок 2.14 - Згладжування розподілу  $T_r$  за рівномірним законом (розрахункова модель 1)

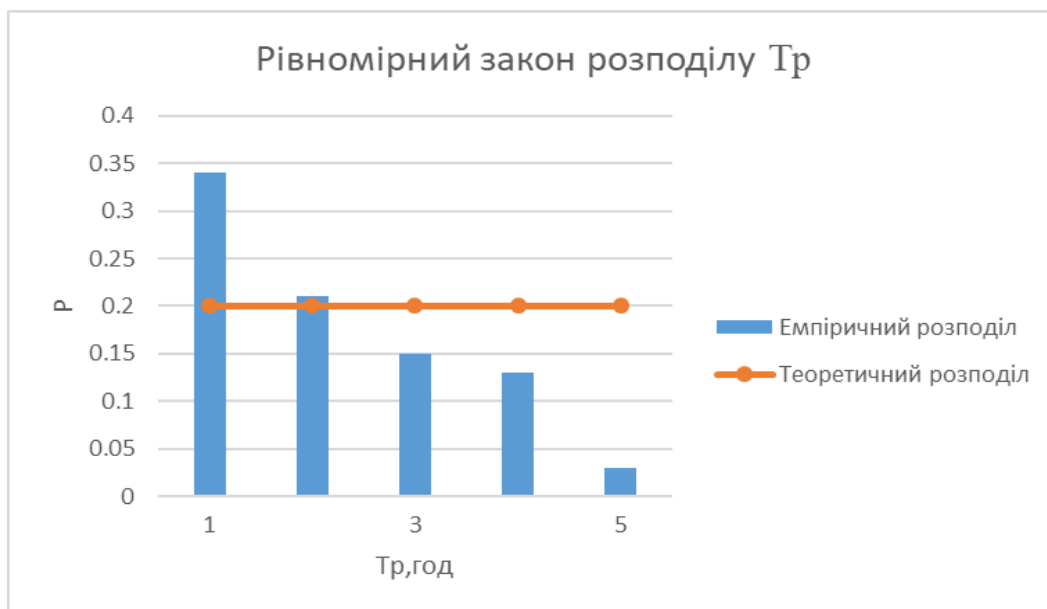


Рисунок 2.15 - Згладжування розподілу  $T_p$  за рівномірним законом (розрахункова модель 2)

Як показали результати, майже для всіх вибірок значення критерію Пірсона є найменшим у випадку опису розподілу експоненціальним законом.

Для того, щоб визначити вплив точності задання  $\omega$ ,  $\tau_b$  на розрахункову величину недовідпуску  $\Delta W_n$ , визначається число дослідів при яких значення похибок  $\delta_\omega$  та  $\delta_{\tau_b}$  не перевищуватимуть задану з довірчою ймовірністю  $\beta = 0,95$ .

Залежності граничних похибок від об'єму даних представлені в таблиці 2.3. Дослідження проводились, використовуючи програмний моделюючий блок для розподільних електричних мереж 6-10 кВ з петлевою схемою[20].

Таблиця 2.3 - Ймовірні похибки визначення МО вихідних показників надійності з  $\beta = 0,95$

N	20	40	100	400	1000
$\delta_\omega, \delta_{\tau_b}$	0,5	0,3	0,2	0,1	0,05

### 2.3 Аналіз статистичної однорідності інформації

В розподільних мережах міст загальний об'єм інформації про пошкодження обладнання є достатнім для оцінки показників надійності з точністю, яка є прийнятною для розрахунків та оптимізації надійності схем електричних мереж. Але перед тим, як остаточно визначати точність показників надійності, які визначають по статистичним даним, що отримуються для об'єктів різної балансової належності, різних періодів часу та районів міста, потрібно перевірити статистичну інформацію на однорідність [42]. Для перевірки вибірок на однорідність використовується критерій Колмогорова-Смірнова[40,43].

Критерій Колмогорова-Смірнова використовує ту ж саму ідею, що і критерій Колмогорова. Однак відмінність полягає в тому, що в критерії Колмогорова порівнюється емпірична функція розподілу з теоретичної, а в критерії Колмогорова-Смірнова порівнюються дві емпіричні функції розподілу.

Статистика критерію Колмогорова-Смірнова має вигляд:

$$\lambda' = \sqrt{\frac{n_1 n_2}{n_1 + n_2}} \cdot \max |F_{n_1}(x) - F_{n_2}(x)|, \quad (2.4)$$

де  $F_{n_1}(x)$  та  $F_{n_2}(x)$  - емпіричні функції розподілу, що побудовані по двом вибіркам з об'ємами  $n_1$  та  $n_2$ .

Гіпотеза  $H_0$  відкидається, якщо фактичне значення статистики  $\lambda'$  більше за критичне  $\lambda'_{кр}$ , тобто  $\lambda' = \lambda'_{кр}$  не відкидається в протилежному випадку.

При малих об'ємах вибірок ( $n_1, n_2 \leq 20$ ) критичні значення  $\lambda'_{кр}$  для заданих рівнів значущості можна знайти в спеціальних таблицях. При  $n_1, n_2 \rightarrow \infty$  (а практично при  $n_1, n_2 \geq 50$ ) розподіл статистики  $\lambda'$  зводиться до розподілу Колмогорова для статистики  $\lambda$ . В такому випадку гіпотеза  $H_0$  відкидається на рівні значущості  $\alpha$ , якщо фактичне значення статистики буде більше критичного, тобто  $\lambda' > \lambda'_\alpha$ , та не відкидається в протилежному випадку.

В якості прикладу представлена перевірка на однорідність при рівні значущості розподілів  $\alpha = 0,05$   $\tau_v$  для першого та другого років спостережень. Дані спостережень зведені та представлені в таблиці 2.4

Таблиця 2.4 - Дані спостережень розподілів  $\tau_v$  для 1 та 2 років спостережень

Номер інтервалу	Інтервали значень $\tau_v$ , год	Частоти	
		Вибірка 1	Вибірка 2
1	0 – 1	41	43
2	1 – 2	27	27
3	2 – 3	16	11
4	3 – 4	5	1
5	4 – 5	2	3
6	5 – 6	2	2
7	6 – 7	1	4
8	7 – 8	1	2
9	8 – 9	1	2
10	9-10	2	2
11	10-11	2	1
Об'єм вибірки( $n_1, n_2$ )		100	98

Позначимо  $n_{i_1}^{\text{нак}}$  и  $n_{i_2}^{\text{нак}}$  – накопичені частоти вибірок 1 і 2;  $F_{n_1}(x_i) = n_{i_1}^{\text{нак}}/n_1$ ,  $F_{n_2}(x_i) = n_{i_2}^{\text{нак}}/n_2$  – значення їх емпіричних функцій розподілу відповідно. Ці значення наведені на рисунку 2.16. Оброблені результати зведені та представлені в таблиці 2.5 :

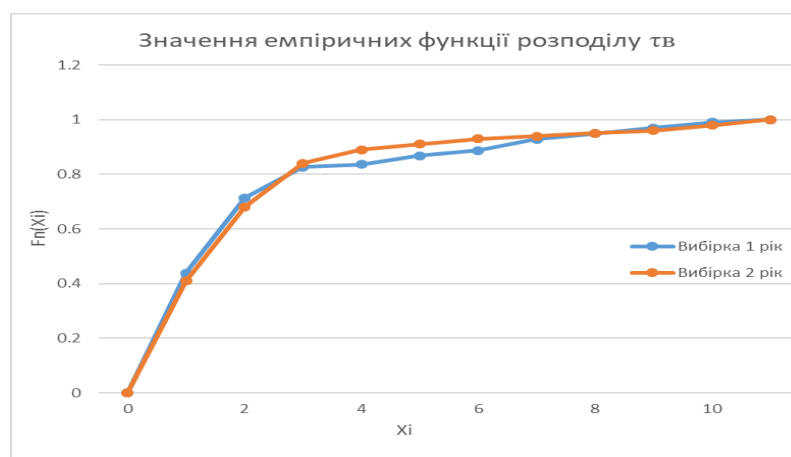


Рисунок 2.16 - Значення емпіричних функцій розподілу  $\tau_v$

Таблиця 2.5 - Результати обробки вибірок 1 та 2

$x_i$	$n_{i_1}^{\text{нак}}$	$n_{i_2}^{\text{нак}}$	$F_{n_1}(x_i)$	$F_{n_2}(x_i)$	$ F_{n_1}(x_i) - F_{n_2}(x_i) $
1	41	43	0,410	0,439	0,029
2	68	70	0,680	0,714	0,034
3	84	81	0,840	0,827	0,013
4	89	82	0,890	0,837	<b>0,053</b>
5	91	85	0,910	0,867	0,043
6	93	87	0,930	0,888	0,042
7	94	91	0,940	0,929	0,011
8	95	93	0,950	0,949	0,001
9	96	95	0,960	0,969	0,009
10	98	97	0,980	0,990	0,010
11	100	98	1,000	1,000	0

З останнього стовпчика видно, що  $\max |F_{n_1}(x_i) - F_{n_2}(x_i)| = 0,053$ .

Використовуючи формулу (2.4), отримуємо

$$\lambda' = \sqrt{\frac{100 \cdot 98}{100 + 98}} \cdot 0,053 = 0,374$$

З статистичних таблиць відомо, що  $\lambda_{0,05} = 1,36$ . Так як  $\lambda' < \lambda_{0,05}$ , то гіпотеза  $H_0$  не відкидається, тобто значення  $\tau_b$  описуються однаковою функцією розподілу.

Коли вибірки однорідні, то об'єднуючи їх підвищується достовірність розрахунків. Окрім можливості уточнення оцінки ймовірного недовідпуску електроенергії про відносну незмінність умов експлуатації і при виконанні детального аналізу можна визначити можливі методи зменшення даного показника шляхом підвищення ефективності роботи ремонтного та оперативного персоналу а також узгодженням дій з організаціями.

При неоднорідності даних робляться висновки щодо не випадковості змін пошкоджуваності елементів району, який розглядається а також є можливість

отримання відомості про направленість змін і завдяки цьому також підвищити точність прогнозу.

## **2.4 Згладжування за допомогою використання ліній тренду**

В програмному пакеті Microsoft Excel використовується шість різних видів згладжування. Вид лінії тренду визначається типом даних [44]. Лінія тренду згідно функціоналу програмного пакету може бути:

- лінійна;
- поліноміальна;
- степенева;
- логарифмічна;
- експоненціальна
- або ж розрахунок за змінним середнім значенням

Лінійна апроксимація корисна при моделюванні характеристик, значення яких збільшуються або зменшуються з постійною швидкістю. Це найбільш проста в побудові, але найменш точна модель досліджуваного процесу.

Поліноміальна апроксимація корисна для опису характеристик, що мають кілька яскраво виражених екстремумів (максимумів і мінімумів). Вибір ступеня поліноміальної лінії тренду (полінома) визначається кількістю екстремумів досліджуваної характеристики. Так, поліном другого ступеня може добре описати характеристику, що має тільки один максимум або мінімум; поліном третього ступеня - не більше двох екстремумів; поліном четвертого ступеня - не більше трьох екстремумів.

Логарифмічна апроксимація з успіхом застосовується при моделюванні характеристик, значення яких спочатку швидко ростуть або зменшуються за величиною, а потім поступово стабілізуються.

Степенева апроксимація дає гарні результати, якщо значення досліджуваної залежності характеризуються постійною зміною швидкості росту. При наявності в

даних нульових або негативних значень використовувати ступеневу лінію тренду неможливо.

Експоненціальну лінію тренду слід використовувати в тому випадку, якщо швидкість зміни даних безупинно зростає. Для даних, що містять нульові або негативні значення, цей вид наближення непридатний.

Щоб обрати той, чи інший тип лінії тренду, на існуючих гістограмах розподілу обирається команда «Додати лінію тренду», після чого з'являється додаткове вікно з переліком можливих типів наближення. Також є можливість виводу на екран рівняння, що описує аналітичну залежність статистичного розподілу і значення точності виконаної апроксимації. Було виконано згладжування за допомогою експоненти, а також поліному 2 та 3 ступенів. Результати згладжування наведені на рисунках 2.17 – 2.19:

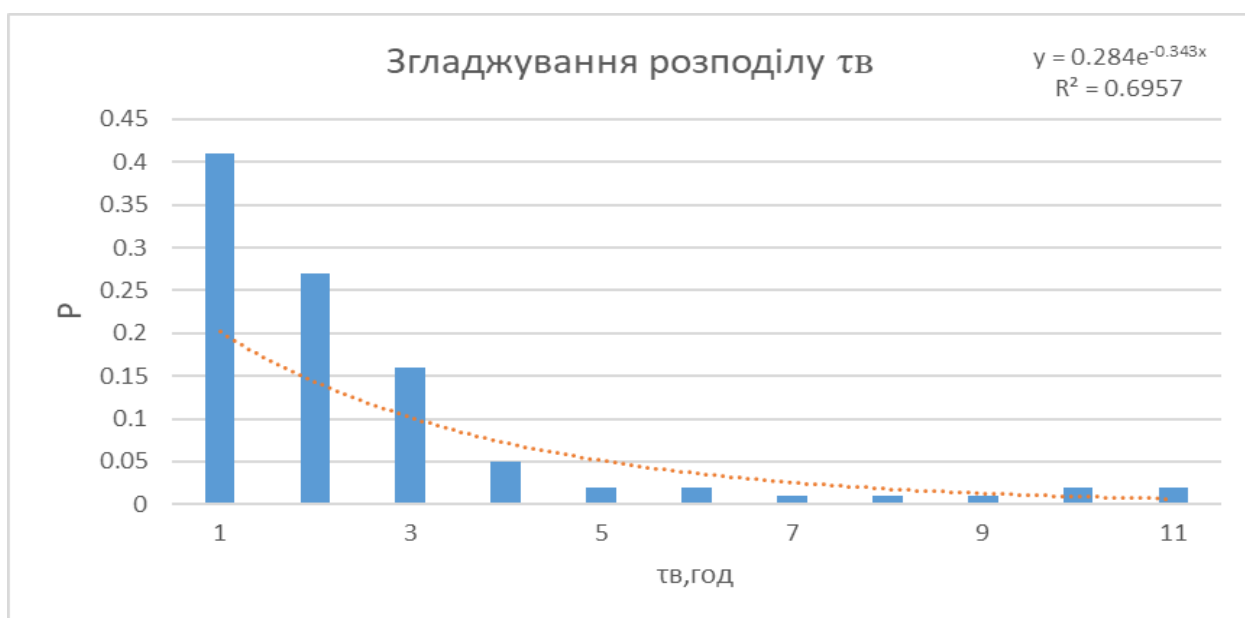


Рисунок 2.17 - Згладжування статистичного розподілу  $\tau_b$  за перший рік спостереження за допомогою експоненціального закону



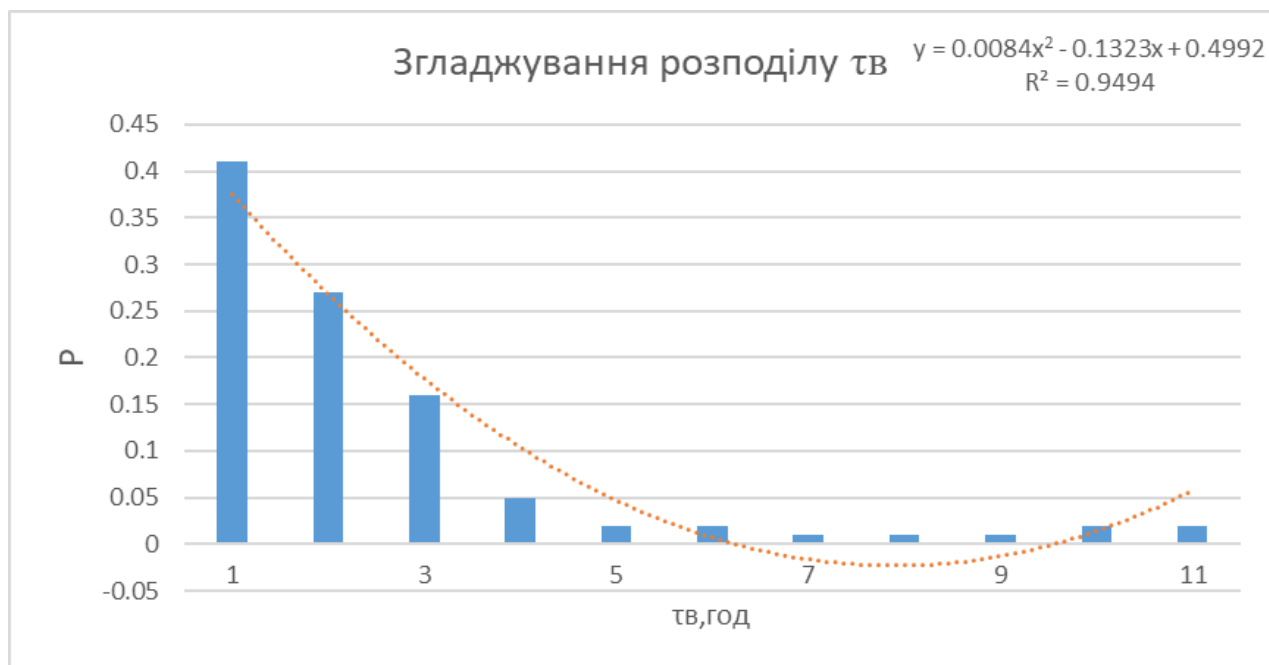


Рисунок 2.18 - Згладжування статистичного розподілу  $\tau_b$  за перший рік спостереження поліномом 2-го ступеню

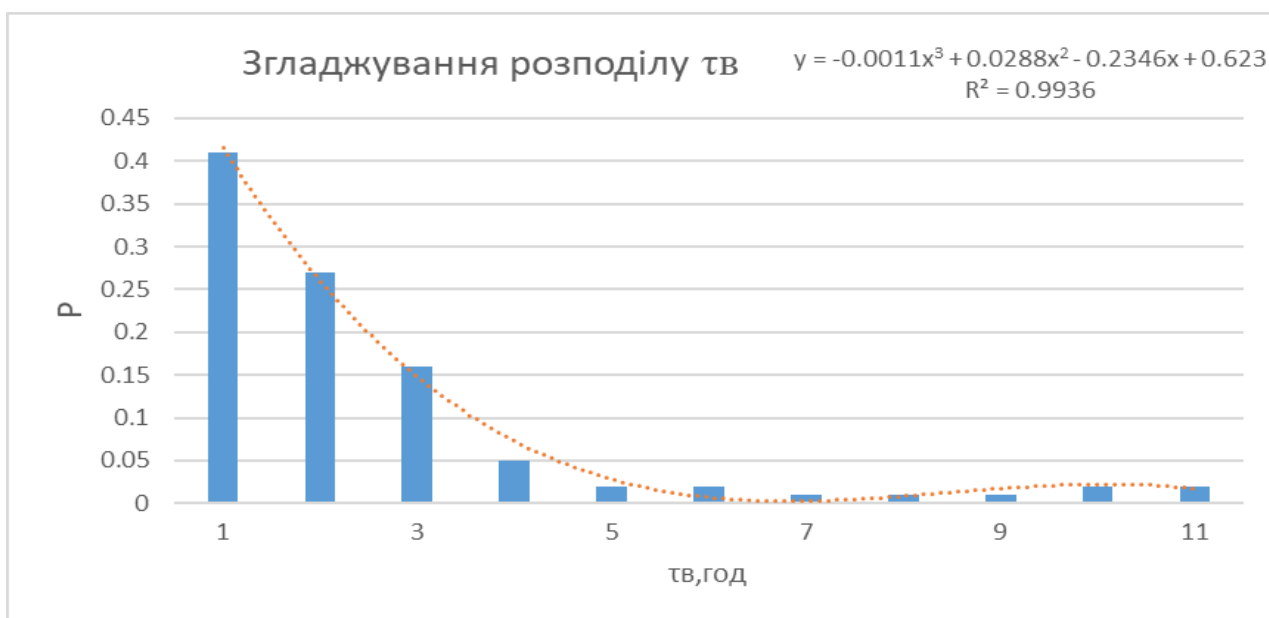


Рисунок 2.19 - Згладжування статистичного розподілу  $\tau_b$  за перший рік спостереження поліномом 3-го ступеню

### Висновки до розділу

Запропонована модель, яка враховує вплив достовірності вихідної інформації на значення розрахункових показників надійності розподільних мереж при використанні заходів та методів уточнення показників, які визначаються.

Проведено аналіз даних аварійної статистики, отриманих для району міських електричних мереж протягом 2 років. Також проведено згладжування статистичних розподілів  $\tau_v$ ,  $T_p$  за експоненціальним законом.

В якості можливих рішень підвищення точності розрахунків  $\Delta W_n$  розглянуто: перевірку вибірок на однорідність застосовуючи критерій Колмогорова-Смірнова; об'єднання однорідних вибірок; порівняння та використання розрахункових моделей, які враховують залежність  $\tau_v$ ,  $T_p$  від індивідуальних факторів.

## **3 ОПТИМІЗАЦІЯ МІСЦЬ РОЗМИКАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ТА ОЦІНКА ПОХИБОК ПРИ ПРИЙНЯТТІ РІШЕНЬ**

### **3.1 Постановка задачі**

Для підвищення ефективності роботи розподільної мережі і для досягнення оптимальних значень втрат потужності в мережі і показників надійності, підприємствам електричних мереж слід щорічно здійснювати структурний аналіз втрат електричної енергії та недовідпуску її споживачам та розробляти заходи щодо їх зменшення. В першу чергу варто застосовувати методи, які не потребують додаткових капіталовкладень. Одним із таких заходів є пошук оптимальних місць розмикання мережі.

Розглянуто метод оптимізації місць розмикання мереж 6-10 кВ з двостороннім живленням за умови мінімізації кожного з факторів. Розмикання мережі варто робити в точці економічного поточкорозподілу потужності. При порівнянні двох точок поточкорозподілу, варто оцінити показники при розмиканні в кожній із точок і вибрати кращий варіант. Особливість у тому, що мережі напругою 6-10 кВ, як правило, експлуатують розімкнено. Тому розглядати потрібно питання про пошук найкращого місця розмикання. Звичайно в розподільних мережах точки розмикання обирають, виходячи з ознак оптимальності, або вимушено - для створення післяаварійних режимів мережі.

Фактори, які впливають на результати оптимізації місць розмикання, розглядаються наступні: похибки інформації про навантаження, опори ліній, ймовірнісний характер показників надійності, достовірність інформації використання розрахункових моделей, відхилення схеми від оптимальної в результаті проведення планових робіт і вимушених переключень.

Необхідно визначити вплив кожного з цих факторів окремо і у сукупності на зниження ефективності оптимізації, отримати при можливості аналітичні рівняння. Тоді результати аналізу дозволять визначити ряд вимог до вихідної інформації, питання накопичення і систематизації вихідних даних.

### 3.2 Розробка математичної моделі з врахуванням можливих похибок пов'язаних з недостовірністю інформації

У загальному випадку при оптимізації в ланцюгу отримують живлення декілька ТП (рис 3.1)

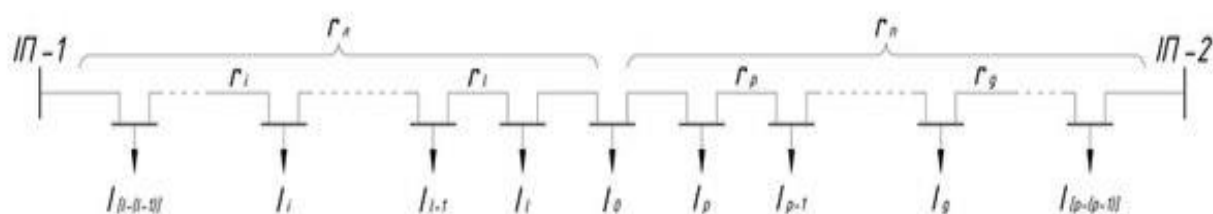


Рисунок 3.1 - Схема живлячої лінії з двома ДЖ

При розгляді задачі зменшення втрат потужності або електричної енергії на кожному кроці перенесення перемички порівнюється величина втрат до і після перемикавання і вирішується питання, від якого джерела вигідно живити споживача.

Прийняті позначення:

- $I$  – величина струму переміщуваного навантаження;
- $l, p$  – кількість вузлів напруги відповідно в лівому і правому кінцях ланцюга, не враховуючи переміщуваної ;
- $r_l, r_g, I_l I_g$  – опори та сумарні навантаження ділянок лінії між вузлами, без врахування переміщуваного навантаження, для лівого і правого плеча;
- $r_n, r_n$  – сумарний опір відповідно лівого і правого плеча ланцюга від джерела живлення до навантаження  $I_0$ .

Розрахункові показники, які отримуються по точним даним, позначаються зі штрихом, а отриманні по даним з похибками – двома штрихами.

Сумарні втрати потужності в ланцюгу дорівнюють:

а) при живленні  $I_0$  від лівого ДЖ

$$\Delta P_{\lambda} = 3(\sum_{i=1}^l I_i^2 r_i + \sum_{g=1}^p I_g^2 r_g + I_0^2 r_{\lambda} + 2\sum_{i=1}^l I_0 I_i r_i) \quad (3.1)$$

б) при живленні  $I_0$  від правого ДЖ

$$\Delta P_n = 3(\sum_{i=1}^l I_i^2 r_i + \sum_{g=1}^p I_g^2 r_g + I_0^2 r_n + 2\sum_{i=1}^p I_0 I_g r_g) \quad (3.2)$$

В результаті переміщення втрати змінюються на величину

$$\Delta(\Delta P') = 3I_0[I_0(r_n - r_{\lambda}) - 2(\sum_{g=1}^p I_g r_g - \sum_{i=1}^l I_i r_i)] \quad (3.3)$$

На прийняття рішень впливає знак виразу в квадратних дужках.

З врахуванням можливих похибок в вихідних даних:

$$\begin{aligned} \Delta(\Delta P'') = & 3(I_0 + \Delta I_0)\{(I_0 + \Delta I_0)[(r_n + \Delta r_n) - (r_{\lambda} + \Delta r_{\lambda}) + \\ & + 2[(\sum_{g=1}^p (I_g + \Delta I_g)(r_g + \Delta r_g) - \sum_{i=1}^l (I_i + \Delta I_i)(r_i + \Delta r_i)]]\} \end{aligned} \quad (3.4)$$

Рішення про знаходження місця розмикання приймається на основі розрахунку і буде помилковим в випадку, якщо відношення (3.5) має від'ємний знак:

$$\delta(\Delta) = \Delta(\Delta P'') / \Delta(\Delta P') \quad (3.5)$$

Оцінимо вплив на основні розрахунки кожного з розглянутих факторів.

При неврахуванні похибки опору ділянок ліній відношення  $\delta(\Delta)$  після перетворення прийме такий вигляд:

$$\delta(\Delta_r) = \frac{\Delta(\Delta P'')_r}{\Delta(\Delta P')} = 1 + \frac{I_0(\Delta r_n - \Delta r_{\lambda}) + 2(\sum_{g=1}^p I_g \Delta r_g - \sum_{i=1}^l I_i \Delta r_i)}{I_0(r_n - r_{\lambda}) + 2(\sum_{g=1}^p I_g r_g - \sum_{i=1}^l I_i r_i)} \quad (3.6)$$

Детальний аналіз з врахуванням можливих значень похибок показує, що неправильне рішення можна прийняти в тому випадку, коли значення  $\Delta P_{\lambda}$  і  $\Delta P_n$  дуже близькі (розходження не більше 5-10%), при цьому можливе підвищення втрат в ланцюгу на величину до 10-15%. Ймовірність появи такого випадку не перевищує величини 0,01 [20].

Можливе прийняття помилкового рішення внаслідок недостовірного уявлення про струморозподіл. При такому рішенні збільшення цільової функції (порівняно з дійсно оптимальним значенням) незначне – імовірність збільшення функції більш чим на 4-5% не перевищує величини 0,1

Таким чином, на прийняття рішень впливають похибки розрахункових навантажень і опорів ліній, однак цей вплив в цілому по мережі незначний.

При оптимізації по декільком критеріям необхідно мати можливість зрівнювати зміну по кожному з показників. Тому важливий не тільки сам факт, але і кількісні показники покращення режиму.

Проведений аналіз свідчить, що відносна похибка зазначеної величини досягає значень 25-40%. Основним фактором впливу при цьому являється похибка в даних про навантаження ТП.

Низька точність оцінки зміни параметра, що оптимізується, неприйнятна для оптимізації по декільком критеріям, оскільки при покращенні одного показника, погіршується інший. Для вирішення даної задачі необхідно підвищувати достовірність інформації, в першу чергу про навантаження вузлів.

### **3.3 Використання методу Монте-Карло для оцінювання впливу недостовірності інформації на результати оптимізації точок розмикання**

Для оцінки можливого впливу похибок вихідних даних і використання розрахункової моделі на вибір оптимального рішення використано метод Монте–Карло. Алгоритм моделювання представлений на рис 3.2

Необхідна інформація для розрахунків:

- найменування ДЖ і вузлів;
- характеристики навантажень вузлів – дані вимірів навантаження  $P_{ij}$  в кВт, тип споживача, коефіцієнти варіації  $\gamma_{Pci}$ , число годин використання максимального навантаження  $T_{Mj}$ , середнє значення коефіцієнта потужності  $\cos\phi_i$ ;
- характеристики ЛЕП – довжина в кілометрах  $l_{Kni}$ , питомий опір в Ом/км;

- розрахункові показники надійності елементів та схем розподільних мереж, отриманих відповідно до розділу 3 роботи;

- ймовірнісні характеристики похибок кожного виду вихідних даних.

Метод дозволяє моделювати варіацію одного будь-якого типу параметра за необхідним законом розподілення, а також будь-якого поєднання цих параметрів, розраховувати з урахуванням форми представлення вихідних даних.

За допомогою методу покоординатного спуску можна здійснювати розрахунки щорічних втрат енергії  $\Delta W$  та очікуваного недовідпуску електричної енергії для кожного кроку оптимізації, при всіх можливих положеннях місць розмикання в мережі.

Розрахунок проводиться відповідно з урахуванням таких особливостей:

- 1) перелік розрахункових параметрів – будь яке можливе їх поєднання.
- 2) варіанти ймовірнісного моделювання і які з вихідних даних підлягають варіюванню

Отримувані результати розрахунку:

- значення цільової функції в залежності від положення точки розмикання – для лівого і правого плеча в абсолютних величинах;

- значення цільової функції, сумарні для обох плечей розподільної лінії, в залежності від положення точки розмикання – абсолютних і відносних по відношенню до максимального значення.

### **3.4 Оцінка втрат електроенергії при визначенні місць розмикання в мережі**

Для схеми розподільної електричної мережі (рис 3.3) були розраховані втрати електричної енергії за рік і за добу, для кожного ланцюга мережі.

На схемі представленні дані про назви ДЖ і вузлів, дані про виміри навантаження  $P_{cj}$  в кВт, нумерація розподільних ланцюгів і нумерація місць





Результати розрахунку щорічних втрат представлені на рис 3.4 для кожного ланцюга у вигляді графіків зміни цільової функції в залежності від положення місць розмикання. На цьому рисунку результати залежності  $\Delta W$  представлені в величинах відносних до максимальних значень цільової функції для кожного варіанту. Зміна цільової функції втрат електричної енергії за добу представлена на рис 3.5 для кожного ланцюга.

В таблицях 3.2-3.7 приведені величини щорічних втрат електроенергії, значення втрат у відсотках по відношенню до максимальної величини  $\Delta W$ ; приріст функції при переносі розрізу в  $i$ -те місце на одну добу  $\Delta \Delta W_i^{\text{доб}}$  в кВт-год і відсотках по відношенню до річних мінімальних значень  $\Delta W$ .

Таблиця 3.1- Параметри ліній електропередач

Назва	Довжина, км	Назва	Довжина, км	Назва	Довжина, км
ДЖ1-ТП8	0,380	ТП31-ТП30	0,220	ТП23-ТП24	0,200
ТП8-ТП9	0,260	ТП30-ТП28	0,260	ТП24-ТП25	0,270
ТП9-ТП1	0,24	ТП28-ДЖ2	0,360	ТП25-ТП26	0,220
ТП1-ТП2	0,25	ДЖ1-ТП17	0,320	ТП26-ТП19	0,380
ТП2-ТП3	0,186	ТП17-ТП18	0,200	ТП19-ДЖ2	0,054
ТП3-ТП4	0,140	ТП18-ТП10	0,160	ДЖ1-ТП36	0,496
ТП4-ТП5	0,210	ТП10-ТП11	0,210	ТП36-ТП37	0,254
ТП5-ТП6	0,174	ТП11-ТП12	0,160	ТП37-ТП38	0,440
ТП6-ТП7	0,250	ТП12-ТП13	0,150	ТП38-ТП39	0,346
ТП7-ТП12	0,340	ТП13-ТП14	0,170	ТП39-ТП40	0,256
ДЖ1-ТП29	0,310	ТП14-ТП15	0,140	ТП40-ДЖ2	0,440
ТП29-ТП27	0,284	ТП15-ТП16	0,250	ДЖ1-ТП41	0,346
ТП27-ТП35	0,300	ТП16-ДЖ2	0,356	ТП41-ТП42	0,256
ТП35-ТП34	0,280	ДЖ1-ТП22	0,220	ТП42-ТП43	0,302
ТП34-ТП33	0,200	ТП22-ТП20	0,160	ТП43-ТП44	0,574
ТП33-ТП32	0,260	ТП20-ТП21	0,220	ТП44-ТП45	0,466
ТП32-ТП31	0,160	ТП21-ТП23	0,260	ТП45-ДЖ2	0,432

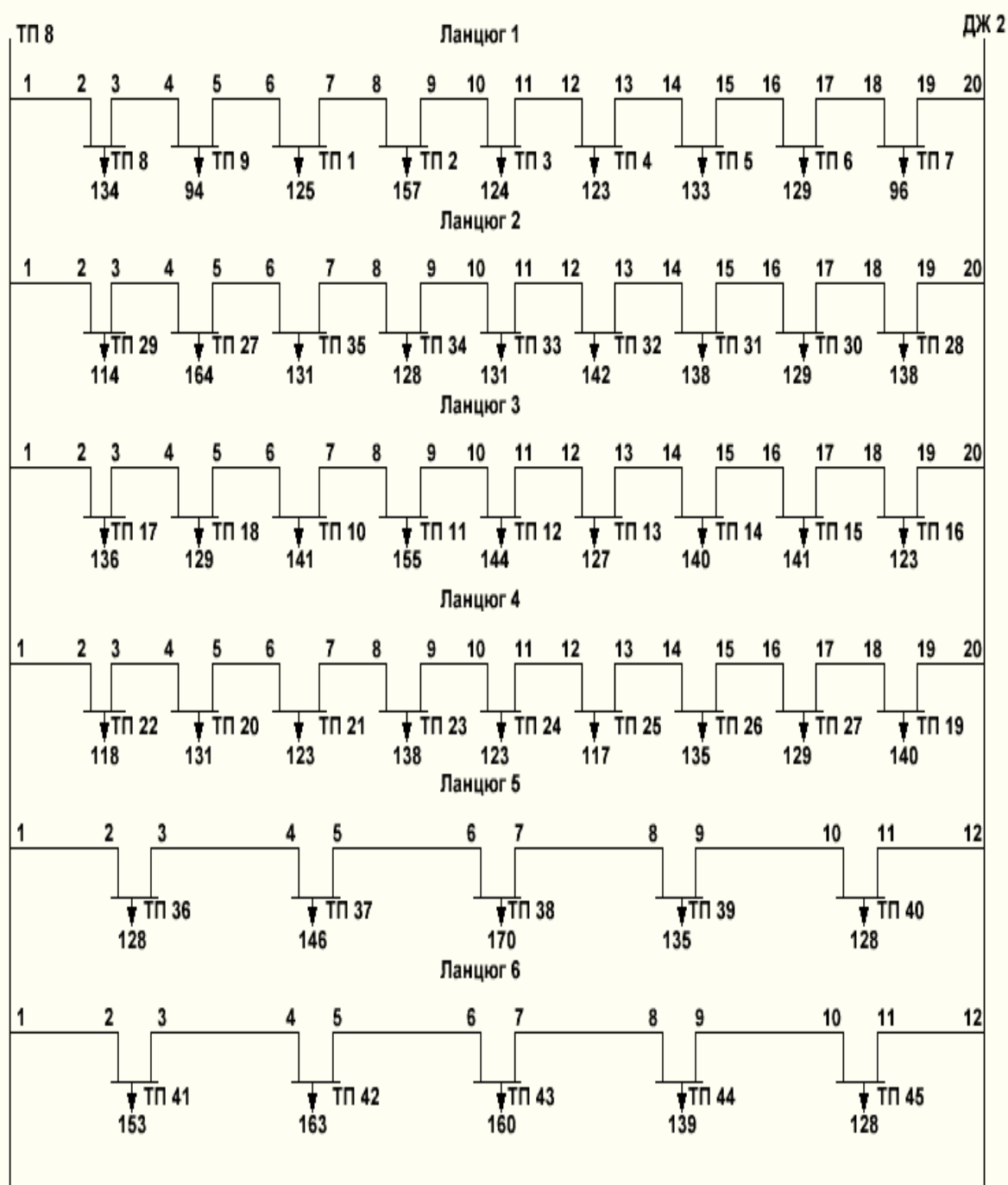


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема [20]

Таблиця 3.2 – Зміна  $\Delta W$  в залежності від місця розмикання ланцюга 1

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta \Delta W_{i \text{доб}}$		$\frac{\Delta W_i}{\Delta W_{i \text{мах}}}$	$\frac{\Delta W_{\text{доб}i}}{\Delta W_{\text{доб} \text{мах}}}$
	кВт-ч/год	%	кВт-ч	%		
1	22018	208	38,85	0,49	0,915	0,875
2	22018	208	38,85	0,49	0,915	0,875
3	15825	201	21,8	0,28	0,658	0,491
4	15825	201	21,8	0,28	0,658	0,491
5	12537	160	12,8	0,16	0,521	0,288
6	12537	160	12,8	0,16	0,521	0,288
7	9502	121	4,9	0,06	0,395	0,110
8	9502	121	4,9	0,06	0,395	0,110
9	7854	100	0	0	0,327	0,000
10	7854	100	0	0	0,327	0,000
11	8261	105	1,1	0,01	0,343	0,025
12	8261	105	1,1	0,01	0,343	0,025
13	10149	129	6,3	0,08	0,422	0,142
14	10149	129	6,3	0,08	0,422	0,142
15	13658	176	16,5	0,21	0,568	0,372
16	13658	176	16,5	0,21	0,568	0,372
17	19086	243	30,8	0,39	0,793	0,694
18	19086	243	30,8	0,39	0,793	0,694
19	24054	306	44,4	0,56	1,000	1,000
20	24054	306	44,4	0,56	1,000	1,000

Таблиця 3.3 – Зміна  $\Delta W$  в залежності від місця розмикання ланцюга 2

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta \Delta W_{i \text{доб}}$		$\frac{\Delta W_{ni}}{\Delta W_{ni \text{мах}}}$	$\frac{\Delta W_{\text{доб}i}}{\Delta W_{\text{доб} \text{мах}}}$
	кВт-ч/год	%	кВт-ч	%		
1	27879	301	50,9	0,55	0,944	0,917
2	27879	301	50,9	0,55	0,944	0,917
3	21379	231	33,2	0,36	0,724	0,598
4	21379	231	33,2	0,36	0,724	0,598
5	14420	156	14,1	0,15	0,488	0,254
6	14420	156	14,1	0,15	0,488	0,254
7	10930	118	4,54	0,05	0,370	0,082
8	10930	118	4,54	0,05	0,370	0,082
9	9273	100	0	0	0,314	0,000
10	9273	100	0	0	0,314	0,000
11	9376	101	0,28	0	0,317	0,005
12	9376	101	0,28	0	0,317	0,005
13	11549	125	6,23	0,07	0,391	0,112
14	11549	125	6,23	0,07	0,391	0,112
15	15709	169	17,6	0,19	0,532	0,317
16	15709	169	17,6	0,19	0,532	0,317
17	21435	231	33,3	0,36	0,726	0,600
18	21435	231	33,3	0,36	0,726	0,600
19	29532	318	55,5	0,6	1,000	1,000
20	29532	318	55,5	0,6	1,000	1,000

Таблиця 3.4 – Зміна  $\Delta W$  в залежності від місця розмикання ланцюга 3

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta W_{i\text{доб}}$		$\frac{\Delta W_{ni}}{\Delta W_{ni\text{мах}}}$	$\frac{\Delta W_{\text{доб}i}}{\Delta W_{\text{доб} \text{мах}}}$
	кВт-ч/год	%	кВт-ч	%		
1	25674	296	46,6	0,54	1,000	1,000
2	25674	296	46,6	0,54	1,000	1,000
3	19120	220	28,6	0,33	0,745	0,614
4	19120	220	28,6	0,33	0,745	0,614
5	14346	165	15,5	0,18	0,559	0,333
6	14346	165	15,5	0,18	0,559	0,333
7	10739	124	5,7	0,07	0,418	0,122
8	10739	124	5,7	0,07	0,418	0,122
9	8714	101	0,1	0	0,339	0,002
10	8714	101	0,1	0	0,339	0,002
11	8677	100	0	0	0,338	0,000
12	8677	100	0	0	0,338	0,000
13	10106	116	3,9	0,05	0,394	0,084
14	10106	116	3,9	0,05	0,394	0,084
15	13259	153	12,5	0,14	0,516	0,268
16	13259	153	12,5	0,14	0,516	0,268
17	18148	209	25,9	0,29	0,707	0,556
18	18148	209	25,9	0,29	0,707	0,556
19	23794	274	41,4	0,48	0,927	0,888
20	23794	274	41,4	0,48	0,927	0,888

Таблиця 3.5 – Зміна  $\Delta W$  в залежності від місця розмикання ланцюга 4

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta W_{i\text{доб}}$		$\frac{\Delta W_{ni}}{\Delta W_{ni\text{мах}}}$	$\frac{\Delta W_{\text{доб}i}}{\Delta W_{\text{доб} \text{мах}}}$
	кВт-ч/год	%	кВт-ч	%		
1	13866	370	27,7	0,74	0,950	0,933
2	13866	370	27,7	0,74	0,950	0,933
3	9680	258	16,3	0,43	0,663	0,549
4	9680	258	16,3	0,43	0,663	0,549
5	6338	169	7,1	0,19	0,434	0,239
6	6338	169	7,1	0,19	0,434	0,239
7	4443	119	1,9	0,05	0,304	0,064
8	4443	119	1,9	0,05	0,304	0,064
9	3745	100	0	0	0,257	0,000
10	3745	100	0	0	0,257	0,000
11	4404	118	1,8	0,05	0,302	0,061
12	4404	118	1,8	0,05	0,302	0,061
13	6158	164	6,6	0,17	0,422	0,222
14	6158	164	6,6	0,17	0,422	0,222
15	9540	255	15,8	0,42	0,654	0,532
16	9540	255	15,8	0,42	0,654	0,532
17	14593	390	29,7	0,79	1,000	1,000
18	14593	390	29,7	0,79	1,000	1,000

Таблиця 3.6 – Зміна  $\Delta W$  в залежності від місця розмикання ланцюга 5

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta \Delta W_{i \text{доб}}$		$\frac{\Delta W_{ni}}{\Delta W_{ni \max}}$	$\frac{\Delta W_{\text{доб}i}}{\Delta W_{\text{доб} \max}}$
	кВт-ч/год	%	кВт-ч	%		
1	6886	257	11,5	0,43	0,771	0,673
2	6886	257	11,5	0,43	0,771	0,673
3	4133	154	4	0,15	0,463	0,234
4	4133	154	4	0,15	0,463	0,234
5	2678	100	0	0	0,300	0,000
6	2678	100	0	0	0,300	0,000
7	3248	121	1,6	0,06	0,364	0,094
8	3248	121	1,6	0,06	0,364	0,094
9	5436	203	7,6	0,28	0,609	0,444
10	5436	203	7,6	0,28	0,609	0,444
11	8929	333	17,1	0,64	1,000	1,000
12	8929	333	17,1	0,64	1,000	1,000

Таблиця 3.7 – Зміна  $\Delta W$  в залежності від місця розмикання ланцюга 6

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta \Delta W_{i \text{доб}}$		$\frac{\Delta W_{ni}}{\Delta W_{ni \max}}$	$\frac{\Delta W_{\text{доб}i}}{\Delta W_{\text{доб} \max}}$
	кВт-ч/год	%	кВт-ч	%		
1	9508	271	16,4	0,47	0,811	0,729
2	9508	271	16,4	0,47	0,811	0,729
3	5317	152	5	0,14	0,453	0,222
4	5317	152	5	0,14	0,453	0,222
5	3505	100	0	0	0,299	0,000
6	3505	100	0	0	0,299	0,000
7	4388	125	2,4	0,07	0,374	0,107
8	4388	125	2,4	0,07	0,374	0,107
9	7294	208	10,4	0,3	0,622	0,462
10	7294	208	10,4	0,3	0,622	0,462
11	11731	335	22,5	0,64	1,000	1,000
12	11731	335	22,5	0,64	1,000	1,000

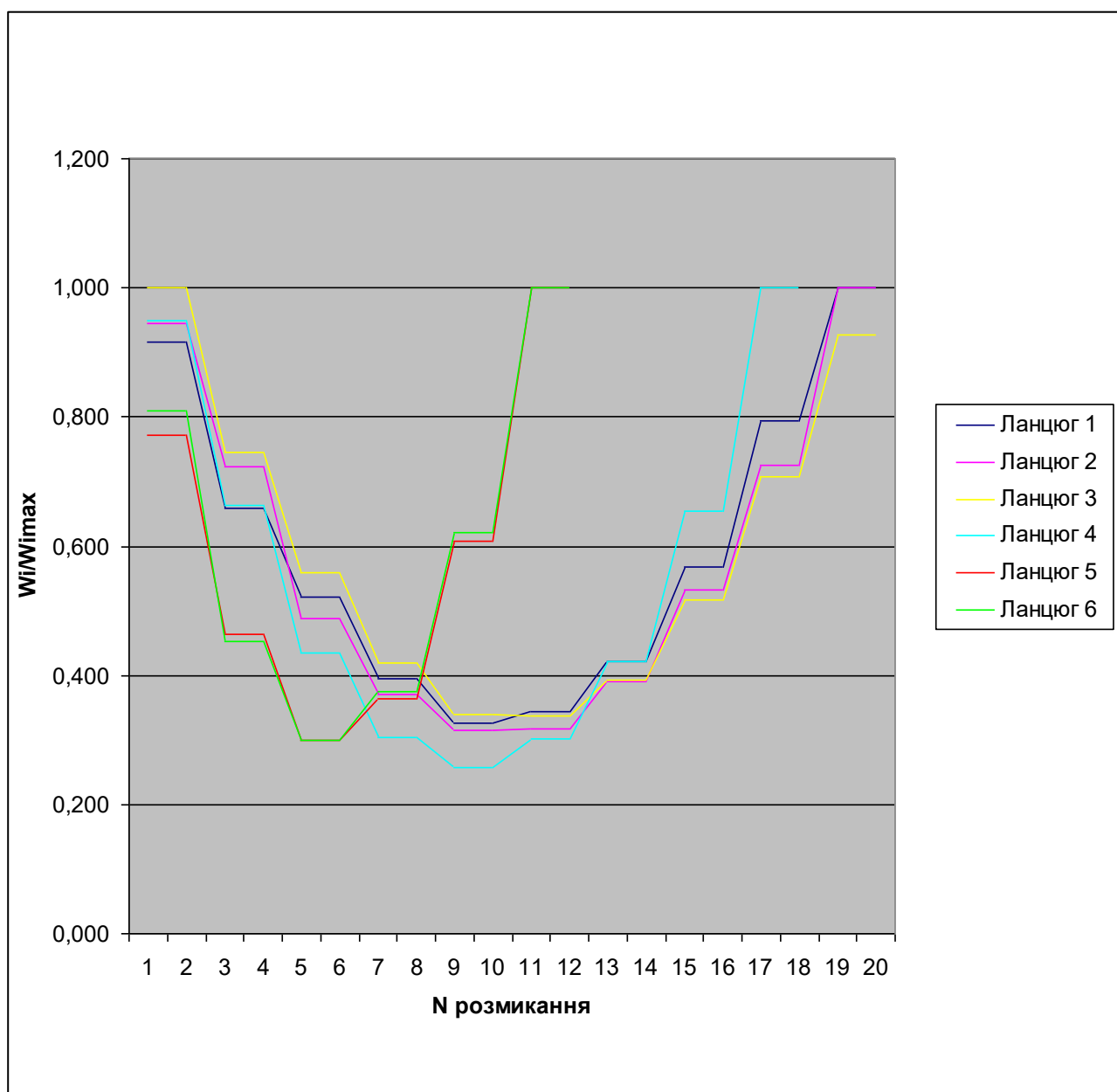


Рисунок 3.4 – Залежність річних втрат електричної енергії при виборі різних місць розмикань для кожного ланцюга окремо

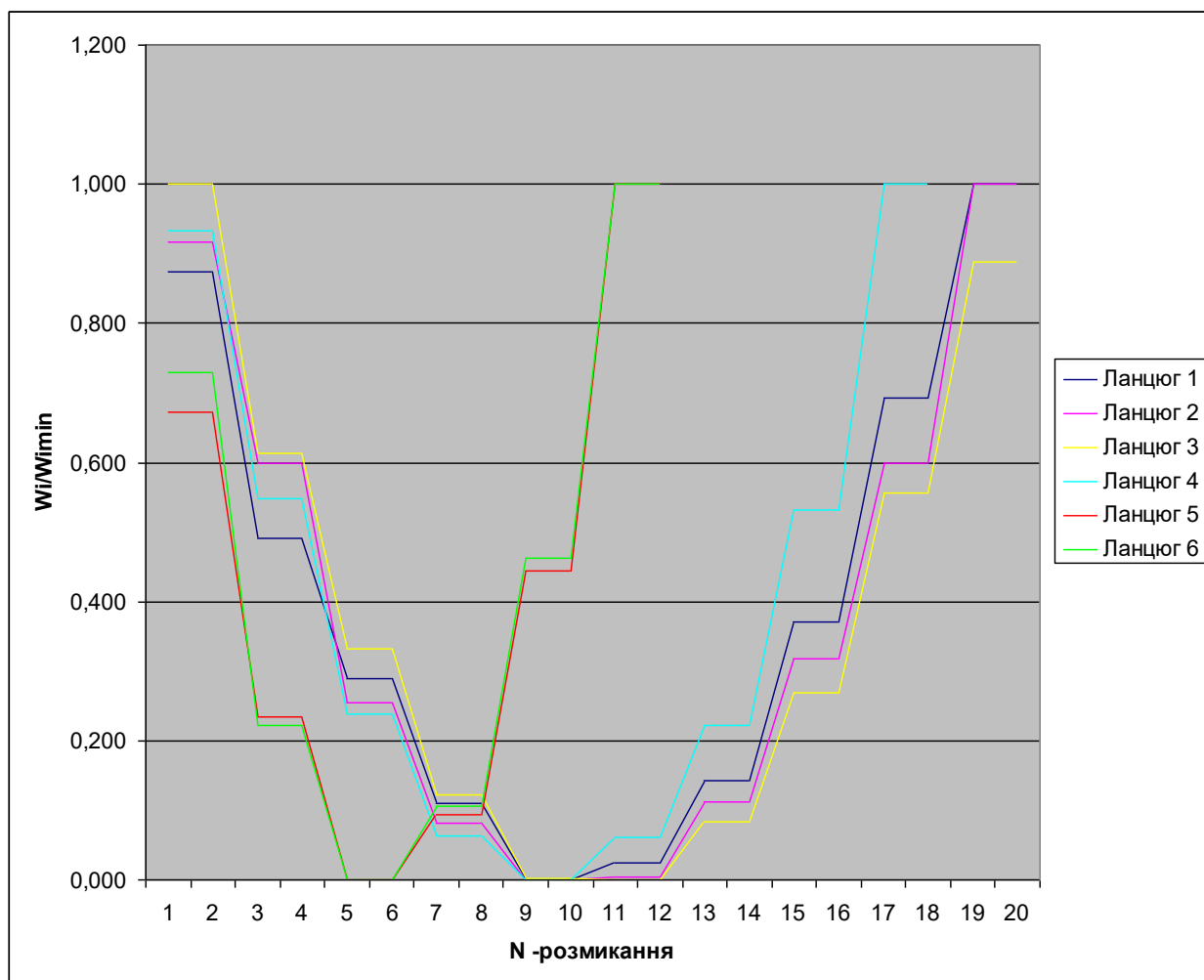


Рисунок 3.5 – Залежність втрат електричної енергії за добу при виборі різних місць розмикань для кожного ланцюга окремо

Згідно отриманих даних можна зробити висновки про зміну втрат електричної енергії в залежності від положення місць розмикання, які проводяться протягом року.

Також було проаналізовано, як зміниться оптимальне положення точок розмикання протягом доби, тобто в режимах мінімального навантаження і проміжних. Розрахунки показують, що при однорідних навантаженнях вузлів оптимальний стан схеми, яке вибрано з умови максимальних режимів, практично не змінюється. При наявності різнорідних споживачів можливі зміщення оптимального стану внаслідок перерозподілу навантаження. Зміщення положень місць розмикання в рідких випадках виходить за межі одного-двох комутаційних апаратів і тривалість такого стану відносно мала. В таких випадках необхідно розрахувати кожну сходинку графіка навантаження і прийняти варіант, при якому сумарні втрати цільових функцій будуть мінімальними. Зазвичай це режим максимальних навантажень.

### **3.5 Аналіз факторів, які впливають на точність прийняття рішень**

Для схеми розподільної електричної мережі (рис 3.3) за допомогою методу Монте – Карло розрахована оцінка можливого впливу похибки вихідних даних і прийнятих розрахункових моделей на оптимізацію втрат потужності і енергії.

#### **3.5.1 Вплив фактору недостовірності вихідної інформації**

Як видно з прикладу розрахунку, у взятих до розгляду ланцюгах, при моделюванні, спостерігається випадок впливу на оптимізацію похибок визначення розрахункових навантажень і опорів ліній при мінімізації втрат електроенергії

Як показують розрахунки, помилкові рішення приймаються в більшості випадків з вельми малою імовірністю, збільшення втрат електричної енергії в рідких випадках перевищує 2-3% їх дійсних оптимальних величин. Причому чим більша кількість ТП в ланцюзі, тим більша ймовірність прийняття помилкових рішень. Обумовлено це тим, що обидві цільові функції поблизу своїх оптимальних значень



змінюються від кроку до кроку на невеликі величини і навіть невеликі відхилення можуть вплинути на похибку рішення.

При розрахунку, в мережах з неоднорідним складом споживачів, значним розкидом номінальних потужностей і коефіцієнтів навантаження трансформаторів, число випадків прийняття помилкового рішення в декілька раз збільшується.

Застосування спрощеної моделі оцінки втрат електроенергії призводить до помилкового зміщення розрізу на 1-2 точки від оптимального значення, що може призвести до зростання  $\Delta W$  до 20%.

Вплив ймовірних похибок визначення розрахункових навантажень, довжин і опорів ЛЕП на прийняте рішення видно з таблиці 3.8, в якій для кожного ланцюга схеми (рис 3.3) приведені значення погіршення результатів для прийнятого помилкового рішення, визначенні при обробці даних ймовірного моделювання.

Таблиця 3.8 – Вплив недостовірності інформації на похибку розрахунку оптимального місця розмикання

№ ланцюга	Зміна втрат електроенергії $\Delta W$	
	На % по відношенню до $\Delta W_{\min}$	Ймовірність
1	5	0,1
2	1	0,3
3	1	0,4
4	-	-
5	-	-
6	-	-

Розрахунки показують, що у перших п'яти ланцюгах спостерігались факти прийняття помилкового рішення у зв'язку з похибками в вихідних даних. Погіршення оптимізаційного показника на один відсоток спостерігалось з імовірністю 0,3 – 0,6, а на п'ять відсотків – з імовірністю 0,1.

### 3.5.2 Вплив вимушених відхилень

Причинами відхилень схеми від оптимальної можуть бути:

- проведення планових випробувань КЛ підвищеною напругою;
- обслуговування РП і ТП;
- переключення, необхідні для локалізації місць пошкоджень і забезпечення оптимального або достатнього післяаварійного режиму.

Частота цих відхилень визначається періодичністю робіт по обслуговуванню, надійністю елементів, ефективністю роботи оперативного і ремонтного персоналу. Тривалість відхилень залежить від причини, ряду випадкових факторів. Наприклад, тривалість відхилення схеми від оптимальної при випробовуваннях КЛ можна прийняти рівною одній добі

(зазвичай вночі готують схему до випробування, вдень КЛ випробовуються, а потім ввечері чи вночі схему відновлюють). При ушкодженні елементів мережі тривалість після аварійного режиму визначається часом ремонту.

З урахуванням результатів аналізу статичних даних в роботі розглядалось, що в мережі мають місце:

- планове переключення для проведення випробувань КЛ підвищеною напругою і для обслуговування ТП і РП в середньому для кожного положення місця розмикання 1 раз в рік на одну чи дві доби;
- вимушене відхилення схеми від оптимальної в результаті пошкодження КЛ – враховується середня тривалість непрацездатного стану десять, двадцять і сорок діб.

Оцінка впливу вимушених відхилень від оптимальної схеми на приріст втрат електроенергії показана в таблиці 3.9. З таблиці видно, що отримані значення  $\Delta W$ , в загальному випадку, більше чим втричі перевищують оптимальні, середні величини втрат майже в 2 рази вищі за оптимальні. Навіть при недовгочасних відхиленнях схеми спостерігається значне збільшення втрат електроенергії. В таблиці 3.8 наведені величини збільшення  $\Delta W$  ( в кВт-год і в % щодо мінімальних для кожного ланцюга) за умови, що протягом року перенос місця розрізу в кожне з

можливих положень здійснюється строком за одну добу. Також для втрат електроенергії приймаємо умову, що при вимушених, в результаті пошкодження елементів мережі, відхилення схеми від оптимальної складає 10 діб.

Таблиця 3.9– Вплив вимушених відхилень на похибку розрахунку оптимального місця розмикання

№ Ланцюга	$\Delta\Delta W_{\Sigma}^{\text{доб}}$		$\Delta\Delta W_{\Sigma}^{10\text{діб}}$	
	кВт-год	$\%\Delta W_{\min}$	$\Delta\Delta W_{\Sigma}^{\text{доб}}$	$\%\Delta W_{\min}$
1	354	4.5	196	2.5
2	431	4.7	240	2.6
3	350	4.1	200	2.3
4	214	5.7	134	3.6
5	184	3.1	84	3.1
6	113	3.2	113	3.2

Розрахунки показують, що збільшення втрат електроенергії в результаті зміни схеми внаслідок планових переключань і раптових відмов більш істотні, ніж при прийнятті помилкового рішення із-за неточності вихідної інформації. Так, при знаходженні місця розмикання в кожному з можливих положень тривалістю однієї доби на рік, спостерігається зростання цільових функцій на 3-5%. На 2-3% зростають втрати в мережі за умови середньої тривалості непрацездатного стану КЛ на кожні 10 діб.

Відповідно, застосовані розрахункові моделі забезпечують достатню достовірність оптимізації режимів мережі по зменшенню втрат електричної енергії. Для подальшого зменшення втрат потужності і підвищення ефективності експлуатаційних мереж слід проводити ретельний аналіз даних аварійної статистики і мінімізувати час вимушених відключень мережі від оптимальної.

### 3.6 Врахування додаткового критерію надійності при оптимізації місць розмикань

#### 3.6.1 Вплив недостовірності інформації на прийняття рішення з умов надійності

У випадку, коли розрахунок виконується по середнім значенням  $\omega_{KL}, \tau_B$ , без врахування індивідуальних особливостей кабельних ліній чи напівланцюга, то на факт прийняття рішень похибки оцінки  $\omega_{KL}, \tau_B$  ( $\Delta\omega_{KL}, \Delta\tau_B$ ) не впливають. В цьому не важко переконатись, якщо записувати розрахунковий вираз оцінки надійності для ланцюга:

а) при живленні  $P_0$  від лівого ДЖ:

$$\Delta W_{HP_l} = \tau_{B_l} (P_0 + \sum_{i=1}^l P_i) (\omega_{KL_l} + \sum_{i=1}^l \omega_{KL_i}) + \tau_{B_R} (\sum_{g=1}^P P_g) (\omega_{KL_R} + \sum_{g=1}^P \omega_{KL_g}) \quad (3.14)$$

б) при живленні  $P_0$  від правого ДЖ:

$$\Delta W_{HP_{0R}} = \tau_{B_l} (\sum_{g=1}^P P_g) (\omega_{KL_l} + \sum_{i=1}^l \omega_{KL_i}) + \tau_{B_R} (P_0 + \sum_{g=1}^l P_g) (\omega_{KL_l} + \sum_{g=1}^l \omega_{KL_g}) \quad (3.15)$$

в) при положенні місця розмикання, коли перемичка ( параметр потоку відмов  $\omega_{KL0}$ ) під напругою лівого ДЖ:

$$\Delta W_{H\omega_{0l}} = (\tau_{B_l} + \Delta\tau_{B_l}) (\sum_{i=1}^l P_i) (\omega_{KL_0} + \sum_{i=1}^l \omega_{KL_i}) + \tau_{B_R} (\sum_{g=1}^P P_g) \sum_{g=1}^P \omega_{KL_g} \quad (3.16)$$

г) Коли перемичка під напругою правого ДЖ:

$$\Delta W_{H\omega_{0l}} = (\tau_{B_l} + \Delta\tau_{B_l}) (\sum_{i=1}^l P_i) (\omega_{KL_0} + \sum_{i=1}^l \omega_{KL_i}) + \tau_{B_R} (\sum_{g=1}^P P_g) \sum_{g=1}^P \omega_{KL_g} \quad (3.17)$$

При проведенні переміщення місця розмикання, оцінка недовідпуску змінюється на величину:

а) У випадку переміщення місця розмикання через  $P_0$ :

$$\Delta W'_{HP_l} = \Delta W'_{HP_{0R}} - \Delta W_{HP_{0l}} = P_0 [\tau_{B_R} (\omega_{KL_{0R}} + \sum_{i=1}^l \omega_{KL_i}) + \tau_{B_l} (\omega_{KL_{0l}} + \sum_{g=1}^P \omega_{KL_g})] \quad (3.18)$$

б) У випадку переміщення через  $\omega_{KL0}$ :

$$\Delta W'_{H\omega_0} = \Delta W'_{H\omega_{0R}} - \Delta W'_{H\omega_{0l}} = \left( \sum_{g=1}^P P_g \right) [(\tau_{B_R} + \Delta\tau_{B_0})\omega_{KL_0} + \Delta\tau_{B_0} \sum \omega_{KL_g}] -$$

$$- \left( \sum_{i=1}^l P_i \right) [(\tau_{B_l} + \Delta\tau_{B_0})\omega_{KL_0} + \Delta\tau_{B_0} \sum_{i=1}^l \omega_{KL_i}] \quad (3.19)$$

Враховуючи похибки в вихідних даних отримаємо:

$$\Delta(\Delta W''_{H\omega_0}) = (P_0 + \Delta P_0) \{ (\tau_{B_R} + \Delta\tau_{B_R}) [(\omega_{KL_{0R}} + \Delta\omega_{KL_{0R}}) +$$

$$+ \sum_{i=1}^l (\omega_{KL_i} + \Delta\omega_{KL_i})] - (\tau_{B_l} + \Delta\tau_{B_l}) [(\omega_{KL_{0l}} + \Delta\omega_{KL_{0l}}) + \sum_{g=1}^P (\omega_{KL_g} + \Delta\omega_{KL_g})] \} \quad (3.20)$$

$$\Delta(\Delta W''_{H\omega_0}) = \sum_{g=1}^P (P_g + \Delta P_g) \{ [(\tau_{B_R} + \Delta\tau_{B_R}) + (\Delta\tau_{B_0} + \Delta\Delta\tau_{B_0})](\omega_{KL_0} + \Delta\omega_{KL_0}) +$$

$$(\Delta\tau_{B_0} + \Delta\Delta\tau_{B_0}) \sum_{g=1}^P (\omega_{KL_g} + \Delta\omega_{KL_g})] - \sum_{i=1}^l (P_i + \Delta P_i) \{ [(\tau_{B_l} + \Delta\tau_{B_l}) +$$

$$+ (\Delta\tau_{B_0} + \Delta\Delta\tau_{B_0})](\omega_{KL_0} + \Delta\omega_{KL_0}) + (\Delta\tau_{B_0} + \Delta\Delta\tau_{B_0}) \sum_{i=1}^l (\omega_{KL_i} + \Delta\omega_{KL_i}) \} \quad (3.21)$$

Рішення про положення місця розмикання приймається беручи за основу розрахунку і буде помилковим при умові, якщо:

$$\delta(\Delta W_H) = \frac{\Delta(\Delta W''_H)}{\Delta(\Delta W'_H)} < 0. \quad (3.22)$$

Підставивши залежності  $\omega_{KL}$  від  $l_{KL}$  та  $\tau_B$  від  $n_{ych}$  у вигляді рівнянь лінійної регресії:

$$\omega_{KL} = \omega'_{KL} l_{KL} + \omega''_{KL}, \quad (3.23)$$

$$\tau_B = \tau'_B n_{ych} + \tau''_B, \quad (3.24)$$

де  $\omega_{KL}$  і  $\tau_B$  – коефіцієнти при змінних;

$\omega_{KL}$  і  $\tau_B$  – вільні члени рівнянь регресії.

Підставивши (3.22), враховуючи (3.18) і (3.20), отримаємо:

$$\delta(\Delta W_H)_{P_0} = \frac{1}{P_0 \{ [(p+1)\tau'_B + \tau''_B](\omega_{KL_{0R}} + \sum_{i=1}^l \omega_{KL_i}) - [(l+1)\tau'_B + \tau''_B](\omega_{KL_{0l}} + \sum_{g=1}^P \omega_{KL_g}) \}} \times$$

$$\times (P_0 + \Delta P_0) \{ [(p+1)(\tau'_B + \Delta\tau'_B) + (\tau''_B + \Delta\tau''_B)](\omega_{KL_{0R}} + \Delta\omega_{KL_{0R}}) +$$

$$+ \sum_{i=1}^l (\omega_{KL_i} + \Delta\omega_{KL_i}) - [(l+1)(\tau'_B + \Delta\tau'_B) + (\tau''_B + \Delta\tau''_B)](\omega_{KL_{0l}} + \Delta\omega_{KL_{0l}}) + \sum_{g=1}^P (\omega_{KL_g} + \Delta\omega_{KL_g}) \} \quad (3.25)$$

При підстановці виразу (3.19) і (3.21) відповідно отримаємо:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta W_H)_{\omega_0} = & \frac{1}{\sum_{i=1}^l P_i \{[(p+1)(\tau_B' + \Delta \tau_B'')](\omega_{KL_0} + \tau_B' \sum_{i=1}^l \omega_{KL_i})\} - \sum_{i=1}^l P_i \{[(l+1)(\tau_B' + \Delta \tau_B'')]\omega_0 + \tau_B' \sum_{g=1}^p \omega_{KL_g}\}} \times \\ & \times \left[ \sum_{g=1}^p (P_g + \Delta P_g) \{[(p+1)(\tau_B' + \Delta \tau_B') + (\tau_B'' + \Delta \tau_B'')](\omega_{KL_0} + \Delta \omega_{KL_0}) + \right. \\ & \left. + (\tau_B' + \Delta \tau_B') \sum_{g=1}^p (\omega_{KL_g} + \Delta \omega_{KL_g})\} - \sum_{i=1}^l (P_i + \Delta P_i) \{[(l+1)(\tau_B' + \Delta \tau_B') + \right. \\ & \left. + (\tau_B'' + \Delta \tau_B'')](\omega_{KL_0} + \Delta \omega_{KL_0}) + (\tau_B' + \Delta \tau_B') \sum_{i=1}^l (\omega_{KL_i} + \Delta \omega_{KL_i})\} \right] \end{aligned}$$

При розрахунку за середнім значеннями  $\omega_{KL}$  і  $\tau_B$  оцінюємо вплив похибок  $\Delta P_1$ ,  $\Delta \omega_{KL}$  і  $\Delta \tau_B$  на прийняття рішення:

$$\delta(\Delta W_H)_{P_0} = \frac{(P_0 + \Delta P_0)(\bar{\tau}_B + \Delta \bar{\tau}_B)(\bar{\omega}_{KL} + \Delta \bar{\omega}_{KL})}{P_0 \cdot \bar{\tau}_B \cdot \bar{\omega}_{KL}}, \quad (3.27)$$

$$\delta(\Delta W_H)_{\omega_0} = \frac{(\bar{\tau}_B + \Delta \bar{\tau}_B)(\bar{\omega}_{KL} + \Delta \bar{\omega}_{KL})}{\bar{\tau}_B \cdot \bar{\omega}_{KL}} \left[ 1 + \frac{\sum_{g=1}^p \Delta P_g - \sum_{i=1}^l \Delta P_i}{\sum_{g=1}^p P_g - \sum_{i=1}^l P_i} \right]. \quad (3.28)$$

Як бачимо, на прийняття рішень помилка визначення середніх значень  $\omega_{KL}$  і  $\tau_B$  не впливає, вона викликає тільки відповідні пропорційні викривлення оцінки цільової функції.

Відповідно, в оптимізації недовідпуску електроенергії, враховуючи середні значення  $\omega_{KL}$  і  $\tau_B$  немає необхідності збирати статистичну інформацію про пошкодження, так як прийняте рішення однозначне. Абсолютне значення похибки зміни цільової функції залежить від точності  $\omega_{KL}$  і  $\tau_B$ .

При переміщенні місця розмикання через  $P_0$ , як видно з (3.27), на прийняття рішення  $\Delta P_0$  не впливає.

У випадку переміщення місця розмикання через  $\omega_{KL0}$  з'являється можливість прийняття помилкового рішення від  $\Delta P_j$  розраховуючи по середнім значенням  $\omega_{KL}$  і  $\tau_B$  тільки у випадку, коли в (3.28) дріб в дужках дорівнює мінус одиниці.

Враховуючи залежності  $\omega_{KL}$  і  $\tau_B$  від індивідуальних факторів в деяких випадках отримується різниця від розрахованих по середнім значенням  $\omega_{KL}$  і  $\tau_B$  положення місць розмикання мережі.

Те, що в загальному впливає на оптимізацію прийнятої розрахункової моделі, ілюструється на прикладі покрокового розрахунку недовідпуску для ланцюга, зображеного на рис. 3.6 Для наступних варіантів задання  $\omega_{\text{кл}}$  і  $\tau_{\text{в}}$ :

- 1 – розрахунок по середнім значенням вихідних показників надійності;
- 2 – враховуючи залежності  $\omega_{\text{кл}} = \omega_{\text{кл}}(l_{\text{кл}})$  та середнього значення  $\tau_{\text{в}}$  ;
- 3 – враховуючи залежності  $\tau_{\text{в}} = \tau_{\text{в}}(n_{\text{уч}})$  та середнього значення  $\omega_{\text{кл}}$ ;
- 4 – враховуючи залежності  $\omega_{\text{кл}} = \omega_{\text{кл}}(l_{\text{кл}})$  та  $\tau_{\text{в}} = \tau_{\text{в}}(n_{\text{уч}})$

Значення  $\omega'_{\text{кл}}$ ,  $\omega''_{\text{кл}}$ ,  $\tau'_{\text{в}}$  і  $\tau''_{\text{в}}$  для варіантів вказані в табл. 3.10.

Розрахунки приведенні в відносних одиницях на рис.3.6. Номер лінії відповідає варіанту табл. 3.10. Місця цифрових позначень ліній являються оптимальними місцями для даного варіанта. Для кожного варіанта отримується різне оптимальне положення місця розмикання.

Таблиця 3.10 – Розрахункові показники надійності для розглянутих варіантів

Варіант	$\Omega'_{\text{кл}}$	$\Omega''_{\text{кл}}$	$\tau'_{\text{в}}$	$\tau''_{\text{в}}$
	І/км год	І/год	год/ТП	Год
1	0	0,04	0	1,0
2	0,1	0,01	0	1,0
3	0	0,04	0,1	0,3
4	0,1	0,01	0,1	0,3

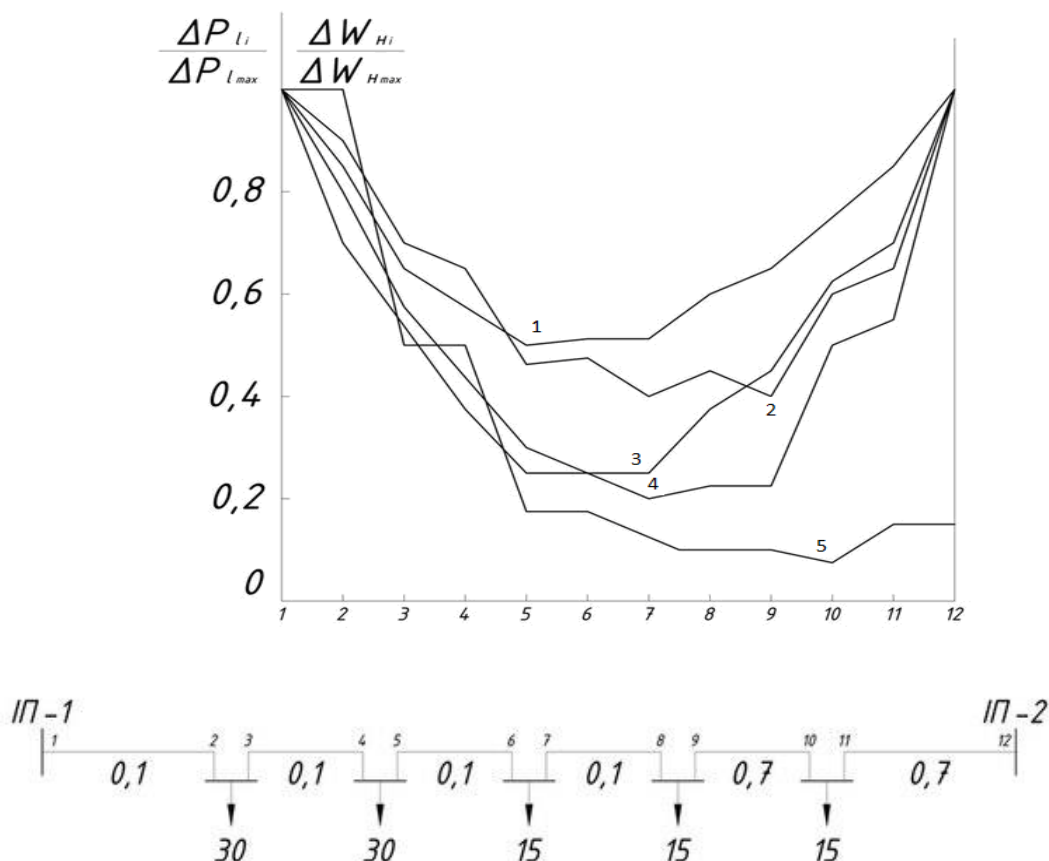


Рисунок 3.6 Залежність оцінки недовідпуску (номера ліній 1-4 згідно номеру варіанта табл. 3.10) і втрат потужності від місця розмикання

Розрахунки приведені в відносних одиницях на рис.3.6. Номер лінії відповідає варіанту табл. 3.10. Місця цифрових позначень ліній являються оптимальними місцями для даного варіанта. Для кожного варіанта отримується різне оптимальне положення місця розмикання.

Якщо в приведеному прикладі прийняти достовірним результат оптимізації варіанта 4, то розрахунки для варіантів 1 і 2 приведуть до відхилення від оптимального рішення  $\Delta W_{H_{дейст}}$  з ростом  $\Delta W_H$  на 40% і 20% відповідно:

$$\delta(\Delta W_H) = \frac{\Delta W_{H_{calc}} - \Delta W_{H_{real}}}{\Delta W_{H_{real}}}. \quad (3.29)$$

При обмеженому об'єму даних для оцінки параметрів рівняння  $\omega_{кл} = \omega_{кл}(l_{кл})$ ,  $\tau_B = \tau_B(n_{yч})$ , якщо не враховувати ряд факторів, то коефіцієнти рівнянь регресії



визначаються з деякою похибкою, що впливає на результати оптимізації. Визначити шляхом аналітичних перетворень явний вплив різних видів похибок з рівняння (3.25) і (3.26) неможливо. Приймаючи припущення, коли тільки один з розглянутих параметрів оцінюється з похибкою при умові, коли інші дані достовірні, рівняння (3.25) і (3.26) перетворюється на:

$$\delta(\Delta W_H)_{P_0}^{\Delta P} = \frac{P_0 - \Delta P_0}{P_0}. \quad (3.30)$$

$$\delta(\Delta W_H)_{\omega_0}^{\Delta P} = 1 + \frac{\sum_{i=1}^l \Delta P_g \{[(p+1)\tau_B' + \Delta \tau_B'']\omega_{KL_0} + \tau_B' \sum_{g=1}^l \omega_g\} - \sum_{i=1}^l \Delta P_i \{[(l+1)\tau_B' + \Delta \tau_B'']\omega_0 + \tau_B' \sum_{i=1}^P \omega_{KL_i}\}}{\sum_{i=1}^l P_g \{[(p+1)\tau_B' + \Delta \tau_B'']\omega_{KL_0} + \tau_B' \sum_{g=1}^l \omega_g\} - \sum_{i=1}^l P_i \{[(l+1)\tau_B' + \Delta \tau_B'']\omega_0 + \tau_B' \sum_{i=1}^P \omega_{KL_i}\}} \quad (4.31)$$

$$\delta(\Delta W_H)_{P_0}^{\Delta \tau_B} = 1 + \frac{\Delta \tau_B' [(p+1)\omega_{KL_R} - (l+1)\omega_{KL_l}] + \Delta \tau_B'' (\omega_{KL_R} - \omega_{KL_l})}{\tau_B' [(p+1)\omega_{KL_R} - (l+1)\omega_{KL_l}] + \tau_B'' (\omega_{KL_R} - \omega_{KL_l})} \quad (3.32)$$

$$\delta(\Delta W_H)_{\omega_0}^{\Delta \tau_B} = 1 + \frac{\sum_{i=1}^l P_g \{[(p+1)\Delta \tau_B' + \Delta \tau_B'']\omega_{KL_0} + \Delta \tau_B' \sum_{g=1}^l \omega_g\} - \sum_{i=1}^l P_i \{[(l+1)\Delta \tau_B' + \Delta \tau_B'']\omega_0 + \Delta \tau_B' \sum_{i=1}^P \omega_{KL_i}\}}{\sum_{i=1}^l P_g \{[(p+1)\tau_B' + \tau_B'']\omega_{KL_0} + \tau_B' \sum_{g=1}^l \omega_g\} - \sum_{i=1}^l P_i \{[(l+1)\tau_B' + \tau_B'']\omega_0 + \tau_B' \sum_{i=1}^P \omega_{KL_i}\}} \quad (4.33)$$

$$\delta(\Delta W_H)_{P_0}^{\Delta \omega} = 1 + \frac{\Delta \tau_{B_R} (\Delta \omega_{KL_{0R}} + \sum_{g=1}^P \Delta \omega_{KL_g}) - \Delta \tau_{B_l} (\Delta \omega_{KL_{0l}} - \sum_{i=1}^l \Delta \omega_{KL_i})}{\tau_{B_R} (\omega_{KL_{0R}} + \sum_{g=1}^P \omega_{KL_g}) - \tau_{B_l} (\omega_{KL_{0l}} - \sum_{i=1}^l \omega_{KL_i})} \quad (3.34)$$

$$\delta(\Delta W_H)_{\omega_0}^{\Delta \omega} = 1 + \frac{\sum_{g=1}^P P_g (\tau_{B_R} \Delta \omega_{KL_{0R}} + \tau_{B_R}' \sum_{g=1}^P \Delta \omega_{KL_g}) - \sum_{i=1}^P P_i (\tau_{B_l} \Delta \omega_{KL_{0l}} - \tau_{B_l}' \sum_{i=1}^l \Delta \omega_{KL_i})}{\sum_{g=1}^P P_g (\tau_{B_R} \omega_{KL_{0R}} + \tau_{B_R}' \sum_{g=1}^P \omega_{KL_g}) - \sum_{i=1}^P P_i (\tau_{B_l} \omega_{KL_{0l}} - \tau_{B_l}' \sum_{i=1}^l \omega_{KL_i})} \quad (3.35)$$

В формулах (3.30) – (3.35) додатковий верхній індекс визначає параметр, рівень похибки якого має вплив на оптимізацію.

На прийняття рішень при оптимізації не впливають тільки похибки визначення навантаження при переносі місця розмикання через  $P_0$  (3.29)

Для оцінки спільного впливу похибок вихідних даних на прийняття рішення при оптимізації по умовам недовідпуску найбільш підходить метод статистичних випробувань (МСВ) - Монте-Карло.

### 3.6.2. Аналіз результатів моделювання

Розрахунки проведені за допомогою метода Монте – Карло для існуючих розподільних мереж по умовам надійності електропостачання підтверджують можливість впливу точності вихідних даних і прийняття розрахункових моделей на прийняття оптимального рішення.

В Додатку А приводиться приклад розрахунку даної задачі для району міських розподільних мереж. Як видно, при моделюванні спостерігались випадки впливу на оптимізацію похибок розрахункових моделей, похибок середніх значень навантажень і вихідних показників надійності при мінімізації можливого недовідпуску.

Розрахунки показують, що збільшення збитків від недовідпуску в результаті зміни схеми по причині планових переключань і раптових відмов більш істотні, чим від прийняття помилкового рішення із-за неточності вихідних даних (табл.3.11)

Таблиця 3.11 – Вплив різних факторів на прийняття рішень при оптимізації точок розмикання

№	Вплив похибки вихідної інформації на $\Delta W_H$		Вплив вимушених відхилень на $\delta(\Delta W_H)$	
	В % до $\Delta W_{H\text{ ном}}$	ймовірність	кВт-год	% $\Delta W_{H\text{ ном}}$
1	1	0,3	6,6	4,3
2	1	0,2	7,6	4,4
3	1	0,4	6,5	4,2
4	1	0,6	4,4	3,4
5	5	0,1	1,5	2,7
6	-	-	1,8	2,6

### **3.6.3 Оцінка прийнятих рішень по критеріям втрати електричної енергії і надійності електропостачання**

У загальному випадку цільова функція носить багатокритеріальну форму. Виникає задача векторної оптимізації, при вирішенні якої покращення одного з параметрів режиму може призвести до погіршення інших. На сьогоднішній день ще неможливо точно відповісти на питання, яке зниження одного з показників призведе до підвищення іншого. В кінцевому рахунку задача повинна зводитись до економічного співставлення впливу показників (сумарних збитків) при умові забезпечення технічних вимог до функціонування системи.

Наприклад при оцінці і оптимізації надійності електропостачання потрібні відомості про можливі збитки від недовідпуску електричної енергії споживачам. Ця величина коливається в досить великих межах. Основною причиною є те, що не тільки для одного типу, але для кожного споживача окремо (підприємства, цеха, установки), недовідпуск однієї і тієї ж кількості енергії впливає по-різному, в залежності від багатьох випадкових факторів, таких як час настання і тривалість перерви електропостачання, етап технологічного процесу і т.ін.

Збитки від неякісної енергії також мають імовірнісний характер.

Розглянуто питання спільної оптимізації на прикладі розрахунку задачі мінімізації втрат електричної енергії і недовідпуску при визначенні оптимального положення місць розмикання в мережі.

В загальному випадку положення місць розмикання для різних критеріїв не співпадають (оскільки їх цільові функції не однакові). Якщо характер зміни складових цільової функції співпадають, то вони вважаються спільними в даній зоні і оптимізація по одному з критеріїв призводить до оптимізації тих, що залишились.

Для вирішення багатокритеріальної задачі варто так вибрати стратегію прийняття рішень, щоб кожний з показників мав значення, близьке до оптимального. В задачах сумісної оптимізації електричних мереж доцільно застосовувати метод послідовних поступок. В цьому випадку часткові критерії

розташовують в порядку їх відносної важливості. Спочатку оптимізуються найбільш важливі критерії  $K_1$  і визначається їх оптимальне значення  $O_1$ . Потім назначається величина допустимого погіршення цього критерію (поступки)  $\Delta_1$  і оптимізується другий за важливістю частковий критерії при умові, що значення першого критерію не повинно відрізнятись від оптимального більш ніж на  $\Delta_1$ . Знову назначається величина поступки, але вже по другому критерію  $\Delta_2$ , і знаходиться оптимум третього критерію при умові, щоб значення перших двох не відрізнялось від раніше знайдених оптимальних більше, чим на величину відповідних поступок і т.д. Оптимальною вважають таку стратегію, яка отримана при вирішенні задачі знаходження умовного оптимуму послідовного по важливості критерію наступної послідовності операція:

$$1) \text{ Знайти } Q_1 = \inf K_1,$$

$$Q_1 = \inf K_2,$$

$$2) \text{ Знайти } K_1 \leq Q_1 + \Delta_1$$

.....

$$Q_s = \inf K_s,$$

$$3) \text{ Знайти } K_r \leq Q_r + \Delta_r \\ r = 1, 2, \dots, s-1$$

Таким чином, задача зводиться до почергової оптимізації часткових критеріїв і вибору величини поступок  $\Delta_r$ .

При умові. Коли вже  $\Delta_r$  дорівнює нулю, стратегія забезпечує оптимальне значення першому критерію. В другому крайньому випадку, коли величина поступок виявляється досить великою і фактично вже не є обмеженням, забезпечується оптимум останньому критерію. Величина поступок визначається в результаті вивчення взаємозв'язку часткових критеріїв.

Вибір поступки є одним з найважливіших пунктів розв'язку задач спільної оптимізації. Крім відносної значимості критеріїв значний вплив на величину  $\Delta_r$  здійснює точність задання вихідних показників, які визначають цільову функцію.

Повернемося до результатів прикладу, якій наведений був раніше. Так лінія 5 (рис.3.3) показує залежність величини втрат потужності від положення місця розмикання.

Як бачимо, способи задання вихідних показників надійності можуть впливати в значній мірі на прийняття оптимального рішення. В варіантах 1, 3, 4 явно виражені зони невідповідності. Таким чином, при розрахунках необхідно враховувати залежності параметру потоку відмов від довжини лінії та часу вводу резервного живлення від кількості ділянок, щоб отримати дійсну оптимізацію за умов мінімуму очікуваного недовідпуску. В даному прикладі при оптимізації по K1 (мінімум втрат електричної енергії) отримуємо оптимальні місця розмикання в 9 і 10. При спільній оптимізації по K2 при поступці рівній 0,1, оптимальним місцем стане 7. При цьому втрати електроенергії зростуть на 9% при збільшенні надійності системи на 20% (за 100% приймаються значення критеріїв в оптимальному по K1 місцю). Можна досягти в деяких випадках підвищення ефективності оптимізації навіть при поступці, що дорівнює нулю. Так, якщо при розрахунках по K1 ми отримали оптимальне місце 10, то при оптимізації по K2 отримуємо зменшення недовідпуску при перенесенні розрізу в точку 9.

В наведеному прикладі, якби оптимізація реалізовувалась з надійності по середнім значенням  $\omega_{кл}$ ,  $\tau_v$  (лінія 1 рис.), то при досягненні точки 5 показник K1 погіршився би на 69 % при розрахованому покращенні K2 на 35%. В дійсності ж, відповідно до варіанта 4, станеться навіть фактичне погіршення K2 на 20 %.

Таким чином, при оптимізації по декільком критеріям, коли важливу роль грає оцінка відносної зміни цільової функції на кожному кроці, застосовані розрахункові моделі вихідних показників надійності, похибки визначення розрахункових навантажень істотно впливають на вірність прийняття рішень. Наприклад, як показано вище, похибка визначення цільової функції при оптимізації втрат електроенергії може досягти значень 30-40% величини дійсної зміни. Підвищення достовірності розрахунків в першу чергу треба досягати шляхом уточнення розрахункових навантажень.

### Висновки до розділу

1. Оцінено вплив достовірності вихідної інформації на оптимізацію місць розмикання розподільної електричної мережі 6-10кВ по мінімуму втрат електричної енергії і по надійності. В якості критерію, який характеризує відхилення від оптимального варіанту прийняття зміни конфігурації схеми і відносні зміни цільової функції.

2. Розглянуто вплив похибок інформації про навантаження, опору ліній, показники надійності, достовірність прийнятих розрахункових моделей, відхилення схеми від розрахункової в результаті проведення планових робіт і вимушених перемикачів.

3. Аналіз отриманих аналітичних залежностей свідчить, що вплив розглянутих факторів на прийняття помилкового рішення в загальному випадку не великий. Ймовірність прийняття помилкового рішення, збільшуючи цільову функцію для схеми-ланцюгів, більш чим на 10%, не перевищує 0,01, а на 4-5% - 0,1.

4. Використано оцінюючий метод Монте-Карло, який дозволяє оцінити вплив розглянутих факторів на прийняття рішень при оптимізації місць розмикання (метод покоординатного спуску) для схем існуючої розподільної мережі.

5. Результати моделювання свідчать про необхідність застосування регресійних моделей показників надійності в оптимізаційних задачах. При виборі оптимальних схем розподільних мереж по декільком критеріям за допомогою метода послідовних поступок варто особливу увагу приділити достовірності прийнятих моделей розрахунку і точності розрахункових навантажень.

6. Збільшення втрат електроенергії і очікуваних збитків від недовідпуску внаслідок зміни схеми при запланованих переключаннях і раптових відмов більш суттєвий, чим при прийнятті помилкового рішення із-за неточності інформації. Тому для діючої ефективності оптимізацію варто здійснювати організаційними заходами, такими як оптимальне планування робіт з обслуговування, оптимізація пошуку пошкоджень та інші.

## 4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЄКТУ

### 4.1 Ідея стартап-проєкту

Формулювання бізнес-ідеї стартапу пов'язано з рішенням трьох взаємопов'язаних завдань:

- що продавати - визначення продукту або послуги, найбільш привабливою для потенційних споживачів;
- кому продавати - вибір цільової аудиторії і розуміння її специфіки - цінностей, очікувань, критеріїв вибору, платоспроможності та ін.;
- як продавати - рішення всього комплексу проблем: від організації виробництва до сервісного та технічного обслуговування нових продуктів.

Нерідко в процесі розробки бізнес-ідеї стартапу уточнюється і в корені переглядається сама ідея інноваційної технології. Практика показує, що розробка бізнес-ідеї - це ключова передумова для успішності стартапу.

Розглядаючи реальні складні енергетичні системи, зрозуміло, що інформація на стадіях її отримання, обробки та передачі є не завжди достовірною, а самі системи, відповідно, не абсолютно надійні. Для забезпечення необхідної точності розрахунків необхідно проводити комплексне дослідження проблеми підвищення достовірності передачі і переробки інформації.

Для підвищення ефективності роботи підприємств електричних мереж стартап-проєкт полягає у реалізації запропонованого алгоритму у вигляді програмного продукту, який дозволить при наявності значного об'єму аварійної статистики систематизувати дані підприємства-замовника, визначати як і реальні, так і прогнозовані величини показників надійності, а також похибки їх розрахунку:

- Реальний, або очікуваний недовідпуск електроенергії;
- Час відновлення живлення;
- Параметр потоку відмов.

Опис ідеї стартап-проєкту, що включає в себе зміст ідеї, напрямки застосування та вигоду користувача представлені у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проєкту:

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Реалізація алгоритму отримання параметрів розрахункової моделі визначення показників надійності у вигляді програмного продукту	Впровадження на рівні підприємств і організацій електричних мереж	1. Підвищення показників надійності системи
		2. Автоматизація процесів обробки даних
		3. Прогнозування очікуваної недовідпущеної електроенергії

#### 4.2. Аналіз можливостей запуску стартап-проєкту

Основним слабким місцем проєкту є точність розрахунків, так як є велика кількість факторів, що можуть впливати на показники надійності електричних мереж, відповідно і на подальший розрахунок значення прогнозованого недовідпуску електричної енергії.

До основних переваг проєкту відносяться:

- відсутність великих витрат на впровадження даного проєкту;
- унікальність. В даний момент конкуренція в сфері послуг аналізу даних аварійної статистики практично не має конкурентів;
- зручність використання;
- відносна невивченість питання.

Технологічна здійсненність ідеї проєкту наведена в таблиці 4.2. Характеристика, що відображує потенційних клієнтів даного проєкту представлена у таблиці 4.3. Більше того, даний проєкт має певну міру ризику, тому був проведений аналіз факторів, які можуть стати перешкодами ринковому впровадженню. Аналіз представлений в таблиці 4.4.



Таблиця 4.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

<b>Ідея проекту</b>	<b>Технології її реалізації</b>	<b>Наявність технологій</b>	<b>Доступність технологій</b>
Реалізація алгоритму отримання параметрів розрахункової моделі визначення показників надійності у вигляді програмного продукту	Реалізується за допомогою обчислювальних засобів	Мова програмування Python, пакет MS Excel	Доступні

Таблиця 4.3 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

<b>Потреба, що формує ринок</b>	<b>Цільові сегменти ринку</b>	<b>Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп споживачів</b>	<b>Вимоги споживача до послуги</b>
Створення програмного продукту для алгоритму, який передбачає систематизацію вихідних даних, а саме: 1) Дані аварійної статистики; 2) Показники відпущеної електроенергії	Підприємства і організації електричних мереж	Підвищення ефективності та надійності	Зручні у використанні алгоритм і продукт
		Зменшення витрат	Доступні матеріали
			Простота інтерфейсу бази даних

Таблиця 4.4 - Фактори загроз

<b>Фактор</b>	<b>Зміст загрози</b>	<b>Можлива реакція</b>
Конкуренція	Зменшення попиту на послугу	Удосконалення моделей та методів
Фінансова нестабільність клієнта	Зниження або часткове зменшення фінансування проекту	Прийнятні довгострокові пропозиції

Проведення аналізу факторів загроз дає отримати ряд факторів зі сторони можливостей впровадження стартапу. Фактори можливостей представлені в таблиці 4.4

Таблиця 4.5 – Фактори можливостей

<b>Фактор</b>	<b>Зміст можливості</b>	<b>Можлива реакція</b>
Підтримка	Можливість удосконалення існуючого підходу	Збільшення попиту та вартості послуги
Аварійні ситуації	Потреба у придбанні послуги	

Проведений аналіз факторів загроз та можливостей показує, що найбільш загрозливими факторами є поява конкуренції та погіршення фінансування. Розглядаючи можливості, то збільшення попиту та вартість послуги можливі при удосконаленні як і алгоритму, так і програмного продукту, тобто при постійній підтримці.

На основі вказаних ринкових можливостей складається SWOT-аналіз. Для ринкового аналізу можливостей впровадження проекту це являється фінальним етапом[45]. Аналіз має 4 складових:

- Strengths (Сили);
- Weaknesses (Слабкості);
- Opportunities (Можливості);
- Threats (Загрози).

Перелік ринкових загроз та ринкових можливостей складається на основі аналізу факторів загроз та факторів можливостей маркетингового середовища. Ринкові загрози та ринкові можливості є наслідками впливу факторів, і, на відміну від них, ще не є реалізованими на ринку та мають певну ймовірність здійснення.

SWOT-аналіз стартап-проєкту представлений в таблиці 4.6

Таблиця 4.6 - SWOT-аналіз стартап-проєкту

<b>Сильні сторони(S)</b>	<b>Слабкі сторони(W)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Необхідність продукту в майбутньому.</li> <li>– Точність розрахунків</li> <li>– Зменшення та економія витрат енергоресурсів</li> <li>– Найкращі технологічні рішення</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Наявність конкуренції</li> <li>– Застаріле обладнання</li> <li>– Необізнаність робочого персоналу</li> <li>– Неможливість застосування в інших сферах</li> <li>– Недостатній рівень вивченості питання</li> </ul>
<b>Можливості (O)</b>	<b>Загрози(T)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Удосконалення продукту в майбутньому</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Поява конкуренції</li> <li>– Можливе виявлення недоліків</li> </ul>

Базова стратегія розвитку впровадження стартап-проєкту наведена в таблиці 4.7, що включає в себе стратегію охоплення ринку, ключові позиції, щодо конкурентоспроможності, а також обрану базову стратегію розвитку.

Таблиця 4.7 – Визначення базової стратегії розвитку

<b>Обрана альтернатива розвитку проекту</b>	<b>Стратегія охоплення ринку</b>	<b>Ключові конкурентоспроможні і позиції відповідно до обраної альтернативи</b>	<b>Базова стратегія розвитку</b>
Лідерство на ринку	Масовий маркетинг	1. Лідерство на ринку 2. Новизна продукту	Диференціації

### Висновки до розділу

Розроблений стартап-проект для реалізації алгоритму отримання параметрів розрахункової моделі визначення показників надійності у вигляді програмного продукту є досить перспективним для впровадження на цільовому ринку. Можливість створення програмного продукту для систематизації вихідної інформації має свій ряд загроз та можливостей, завдяки цьому стає можливим слідування за можливою реакцією потенційних клієнтів. SWOT-аналіз показав сильні та слабкі сторони, а також можливості та загрози даного проекту і його положення на ринку. Проаналізувавши специфіку продукту, а також сферу, в якій він буде реалізовуватися, вирішено за базову стратегію розвитку обрати стратегію диференціації, що заснована на виготовленні особливого продукту, що буде виділятися на фоні інших стандартних, а також постійній його модернізації для того, щоб у споживача мав на увазі, що саме цей продукт є незамінним, і він його повністю влаштовує на фоні всіх інших.

## ВИСНОВКИ

1. Оцінено вплив достовірності вихідної інформації на оптимізацію місць розмикання розподільної електричної мережі 6-10кВ по мінімуму втрат електричної енергії і по надійності. В якості критерію, який характеризує відхилення від оптимального варіанту прийняті зміни конфігурації схеми і відносні зміни цільової функції.

2. Розглянуто вплив похибок інформації про навантаження, опору ліній, показники надійності, достовірність прийнятих розрахункових моделей, відхилення схеми від розрахункової в результаті проведення планових робіт і вимушених перемикачів.

3. Аналіз отриманих аналітичних залежностей свідчить, що вплив розглянутих факторів на прийняття помилкового рішення в загальному випадку не великий. Ймовірність прийняття помилкового рішення, збільшуючи цільову функцію для схеми-ланцюгів, більш чим на 10%, не перевищує 0,01, а на 4-5% - 0,1.

4. Використано оцінюючий метод Монте-Карло, який дозволяє оцінити вплив розглянутих факторів на прийняття рішень при оптимізації місць розмикання (метод покоординатного спуску) для схем існуючої розподільної мережі. Результати моделювання свідчать про необхідність застосування регресійних моделей показників надійності в оптимізаційних задачах. При виборі оптимальних схем розподільних мереж по декільком критеріям за допомогою метода послідовних поступок варто особливу увагу приділити достовірності прийнятих моделей розрахунку і точності розрахункових навантажень.

5. В якості стартап-проекту пропонується реалізація розробленого алгоритму у вигляді програмного продукту, потенційними покупцями якої є підприємства електричних мереж

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ 2860-94. Надійність техніки. Терміни та визначення : Видання офіційне. – Київ : Держстандарт України, 1995. – 92 с. ДСТУ 2862-94.
2. Методи розрахунку показників надійності техніки. Загальні вимоги : Видання офіційне. – Київ : Держстандарт України, 1995. – 38 с
3. Михайлів Я.А. Аналіз розрахункових моделей та методів оцінки надійності розподільних електричних мереж. ІІ науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ(за результатами дисертаційних досліджень магістрантів). Київ, 21–22 листопада 2019 р. С. №–№.
4. Шеметов А. Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение» / А. Н. Шеметов. – Магнитогорск : ГОУ ВПО «МГТУ им. Г. И. Носова», 2006. 149 с.
5. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.
6. Сидоров А.И., Таваров С.Ш., Маджидов Г.Х. Уровень показателей надежности элементов распределительной сети г. Душанбе//Международный научноисследовательский журнал - № 12 (66) - Часть 5 – Декабрь. – С. 143-148.
7. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 188 с.
8. Циганенко Б.П. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук : 05.14.02 / Циганенко Борис Володимирович. – К., 2017. – 269 с.
9. Мірошник О. В., Котляр О. А. - Оптимізація процесу пошуку пошкоджень в розподільних повітряних лініях;

10. Баркан Я.Д. Эксплуатация электрических систем: Учеб.пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1990. – 304с.: ил.
11. Рябинин И.А. Основы теории и расчёта надёжности судовых электроэнергетических систем. Л.: Судостроение, 1971.
12. И.А. Рябинин, Ю.М. Парфёнов. Надёжность, живучесть и безопасность корабельных электроэнергетических систем. С.: Судостроение, 1997.
13. Маркушевич Н.С. Управление режимами распределительных электросетей / Н.С. Маркушевич. – Рига: ЛатИНТИ, 1974. – 120 с.
14. П.В. Бойчук. Підвищення надійності роботи розподільних електричних мереж/ Матеріали V Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів. Актуальні задачі сучасних технологій – Тернопіль 17-18 листопада 2016.
15. Волошин С.О. Система моніторингу технічного стану об'єктів електричних мереж: дисертація на здобуття ступеня магістра:/ Волошин Сергій Олександрович. – К., 2018. – 105 с.
16. Шпак О.Л. Окремі проблеми та пропозиції по підвищенню енергоефективності та надійності розподільчих електромереж України/ Науково-практична конференція «Розподільчі мережі 0,4—35 кВ як складова частина локальних електроенергетичних систем майбутнього»/ Электрические системы и сети. – 2016. - №4-5. – С. 12-24.
17. Інформація про роботу електроенергетичного комплексу за 12 місяців 2018 року – Дані Міністерства енергетики та теплоенергетики України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article>
18. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2018 році – Дані НКРЕКП [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/?id=39678>

19. Черненко Ю.В. Исследование методов оценки показателей надежности систем электроснабжения: диссертация на соискание степени магистра:/Черненко Ю.В.– Тольятти, 2019. – 90 с.
20. Сафонік В.М. Аналіз показників надійності кабельних ліній підприємства електричних мереж за даними аварійної статистики: дисертація на здобуття ступеня магістра:/ Сафонік Василь Миколайович. – К., 2018. – 105 с.
21. Манов Н.А., Хохлов М.В., Чукреев Ю.Я. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем / под ред. Н.А. Манова: монография. Сыктывкар.: изд-во Коми научного центра УрО РАН, 2010. 292 с.
22. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. 256 с.
23. Трубицын В.И. Надежность электростанций: учебное пособие. М.: Энергоатомиздат, 1997. 240 с
24. Чекан Г.В. Совершенствование топологического метода и разработка программного комплекса для оценки безотказности электроэнергетических объектов (диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук). Москва, 2018.175 с
25. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1983.336 с.
26. Рябинин И.А., Черкесов Г.Н. Логико-вероятностные методы исследования надежности структурно - сложных систем. М.: Радио и связь, 1981.264 с
27. Гук Ю.Б., Карпов В.В., Лapidус А.А. Теория надёжности. Введение: учебное пособие. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009.171 с.
28. Смирнов А.С., Гайдамович Д.О. Анализ надежности структурно-сложных электрических схем с учетом двух типов отказов// Электричество. 2001. №2. С. 50-56.
29. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. 2-е изд.,перераб. и доп. Новосибирск: Наука, 1989. 328 с



30. Фокин Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчетах систем электроснабжения. М.: Энергоатомиздат, 1985. 240 с.
31. Садыков, Р. Р. Моделирование изменения параметров надежности функционирования оборудования систем цехового электроснабжения / Е. И. Грачева, Р. Р. Садыков, А. В. Шагидуллин // Вести высших учебных заведений Черноземья. Автоматизация и информатика. – 2017. – № 3(49). – С. 59-67.
32. Дубицкий, М. А. Надежность основного оборудования электроэнергетических систем / М. А. Дубицкий // Современные технологии и научнотехнический прогресс: межвузовская научно-техническая конференция «Современные технологии и научно-технический прогресс». – 2012. – Т. 1. – № 1. – С. 12.
33. Садыков, Р. Р. Основные аспекты исследования надежности функционирования систем электроснабжения промышленных предприятий // Материалы докладов XII Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» (26–28 апреля 2017 г.) в 3-х т.; Т 1. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2017. – С. 176-177.
34. Зорин В.В. Кількісна оцінка та оптимізація рівня надійності в складних розподільних мережах / В.В. Зорин, И.В. Недин, В.В. Тисленко // Оптимізація режимів роботи розподільних електричних мереж з допомогою ЕЦОМ. – Київ: Вид. РЕЕТП, 1972. – С. 7.
35. Федосенко Н.Н. Исследование информационной модели режимов систем электроснабжения городов с разработкой методов повышения достоверности информации и расчетов / Н.Н. Федосенко. – Киев. – 1980.
36. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків / М.Й. Бурбело. – Вінниця. 2005. – 148 с.
37. Надежность электроустановок и энергетических систем : учеб.- метод. пособие / В. Н. Галушко, С. Г. Додолев ; М-во образования Респ. Беларусь, Белорус. гос. ун-т трансп. – Гомель : БелГУТ, 2014. – 154 с

38. Папков, Б. В. Надежность и эффективность электроснабжения : учеб.пособие /Б. В. Папков, Д. Ю. Пашали. – Уфа : Уфимс. гос. авиац. техн. ун-т, 2005. – 380 с.
39. Основы теории надежности систем электроснабжения / В. В. Карпов [и др.]. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2003. – 72 с.
40. Теория вероятностей. Вентцель Е.С. 4-е изд., стереотип. - М.: Наука, Физматгиз, 1969 - 576 с.
41. Анализ статистических данных на персональном компьютере : лаб. практ. /Т. В. Прищепова [и др.]; под ред. В. С. Серёгиной; М-во образования Респ. Беларусь, Белорус. гос. ун-т трансп. – Гомель : БелГУТ, 2006. – 95 с.
42. Орлов А.И. О проверке однородности двух независимых выборок // Заводская лаборатория. – 2003. – Т.69. №.1. – С.55-60.
43. Лемешко Б.Ю., Постовалов С.Н. О распределениях статистик непараметрических критериев согласия при оценивании по выборкам параметров наблюдаемых законов // Заводская лаборатория. – Москва, 1998. – № 3. – С. 61-72.
44. Лук'янова В.В. Комп'ютерний аналіз даних : [посібник] / В.В. Лук'янова. – К. : Видавничий центр «Академія», 2003. – 344 с.
45. Бланк, С. Стартап. Настольная книга основателя / С. Бланк, Б. Дорф ; пер. с англ. Т. Гутман, И. Окунькова, Е. Бакушева. – 2-е изд. – Москва : Альпина Пабlishер, 2014. – 614 с.

### Додаток А. Результати розрахунку похибки вихідних даних

Для схеми розподільної електричної мережі приведеної на рис 3.3, за допомогою програмного забезпечення Excel при використанні методу Монте-Карло були розраховані оцінки можливого впливу похибок вихідних даних і прийнятих розрахункових моделей на оптимізацію очікуваного недовідпуску електричної енергії споживачам

В табл. А.1 – А.6 приведені величини щорічного недовідпуску енергії для варіанту 4 (табл. 3.10) задання показників надійності.

Таблиця А.1 – Зміна очікуваного недовідпуску в залежності від положення місця розмикання для Ланцюга 1

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta \Delta W_{i \text{доб}}$		$\Delta W_{ni} / \Delta W_{ni \text{max}}$
	кВт-год/год	%	кВт-год	%	
1	497	327	0,95	0,62	1,000
2	394	259	0,66	0,43	0,793
3	394	230	0,54	0,35	0,793
4	285	188	0,36	0,24	0,573
5	262	172	0,3	0,2	0,527
6	216	142	0,18	0,12	0,435
7	196	129	0,12	0,08	0,394
8	168	111	0,04	0,03	0,338
9	158	104	0,02	0,01	0,318
10	152	100	0	0	0,306
11	154	101	0,01	0	0,310
12	163	107	0,03	0,02	0,328
13	174	114	0,06	0,04	0,350
14	202	133	0,14	0,09	0,406
15	225	148	0,2	0,13	0,453
16	257	176	0,32	0,2	0,517
17	300	197	0,41	0,27	0,604
18	367	241	0,59	0,39	0,738
19	400	269	0,68	0,45	0,805
20	497	324	0,945	0,62	1,000

Таблиця А.2 – Зміна очікуваного недовідпуску в залежності від положення місця розмикання для Ланцюга 2

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta \Delta W_{\text{доб}}$		$\Delta W_{\text{ні}}/\Delta W_{\text{німак}}$
	кВт-год/год	%	кВт-год	%	
1	500	327	0,95	0,62	1
2	399	261	0,67	0,44	0,798
3	358	234	0,56	0,37	0,716
4	295	193	0,39	0,25	0,59
5	265	173	0,3	0,19	0,53
6	223	146	0,19	0,12	0,446
7	201	131	0,13	0,08	0,402
8	173	113	0,05	0,03	0,346
9	161	105	0,02	0,01	0,322
10	154	101	0	0	0,308
11	153	100	0	0	0,306
12	163	107	0,03	0,02	0,326
13	172	112	0,05	0,03	0,344
14	197	129	0,12	0,08	0,394
15	217	142	0,18	0,11	0,434
16	257	168	0,28	0,18	0,514
17	287	188	0,37	0,24	0,574
18	357	233	0,56	0,36	0,714
19	394	258	0,66	0,43	0,788
20	500	327	0,95	0,62	1

Таблиця А.3 – Зміна очікуваного недовідпуску в залежності від положення місця розмикання для Ланцюга 3

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta \Delta W_{\text{доб}}$		$\Delta W_{\text{ні}}/\Delta W_{\text{німак}}$
	кВт-год/год	%	кВт-год	%	
1	575	327	1,1	0,62	1,000
2	471	268	0,81	0,46	0,819
3	428	243	0,69	0,39	0,744
4	349	198	0,47	0,28	0,607
5	304	173	0,35	0,2	0,529
6	249	141	0,2	0,11	0,433
7	226	128	0,14	0,08	0,393
8	195	111	0,05	0,03	0,339
9	165	105	0,03	0,01	0,287
10	176	100	0	0	0,306
11	177	101	0	0	0,308
12	188	107	0,03	0,02	0,327
13	203	115	0,07	0,04	0,353
14	230	131	0,15	0,09	0,400
15	255	145	0,22	0,12	0,443
16	305	173	0,35	0,2	0,530
17	399	193	0,45	0,25	0,694
18	413	235	0,65	0,37	0,718
19	463	263	0,78	0,44	0,805
20	575	327	1,1	0,62	1,000

Таблиця А.4 – Зміна очікуваного недовідпуску в залежності від положення місця розмикання для Ланцюга 4

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta \Delta W_{i \text{доб}}$		$\Delta W_{ni} / \Delta W_{ni \text{max}}$
	кВт-год/год	%	кВт-год	%	
1	355	320	0,67	0,59	0,970
2	289	260	0,49	0,44	0,790
3	257	232	0,4	0,36	0,702
4	212	191	0,27	0,24	0,579
5	186	168	0,19	0,17	0,508
6	152	137	0,11	0,1	0,415
7	137	123	0,07	0,06	0,374
8	118	106	0,02	0,02	0,322
9	112	101	0	0	0,306
10	111	100	0	0	0,303
11	115	104	0,01	0,01	0,314
12	132	119	0,06	0,05	0,361
13	145	131	0,09	0,08	0,396
14	177	159	0,18	0,16	0,484
15	203	183	0,25	0,22	0,555
16	266	240	0,42	0,38	0,727
17	366	277	0,54	0,49	1,000
18	355	320	0,67	0,59	0,970

Таблиця А.5 – Зміна очікуваного недовідпуску в залежності від положення місця розмикання для Ланцюга 5

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta \Delta W_{i \text{доб}}$		$\Delta W_{ni} / \Delta W_{ni \text{max}}$
	кВт-год/год	%	кВт-год	%	
1	171	306	0,32	0,57	1,000
2	119	213	0,17	0,31	0,696
3	100	179	0,12	0,22	0,585
4	77	138	0,06	0,1	0,450
5	66	118	0,03	0,05	0,386
6	56	100	0	0	0,327
7	59	105	0,01	0,01	0,345
8	70	126	0,04	0,07	0,409
9	83	149	0,08	0,14	0,485
10	108	194	0,14	0,26	0,632
11	130	233	0,2	0,36	0,760
12	171	306	0,32	0,57	1,000

Таблиця А.6 – Зміна очікуваного недовідпуску в залежності від положення місця розмикання для Ланцюга 6

Номера місць розмикання	$\Delta W_i$		$\Delta \Delta W_{i \text{доб}}$		$\Delta W_{\text{ні}}/\Delta W_{\text{німак}}$
	кВт-год/год	%	кВт-год	%	
1	211	306	0,39	0,56	1,000
2	148	214	0,22	0,31	0,701
3	121	175	0,14	0,21	0,573
4	89	128	0,05	0,08	0,422
5	77	111	0,02	0,03	0,365
6	69	100	0	0	0,327
7	73	105	0,01	0,01	0,346
8	84	121	0,04	0,06	0,398
9	96	139	0,07	0,11	0,455
10	142	205	0,2	0,29	0,673
11	169	245	0,27	0,4	0,801
12	211	306	0,39	0,56	1,000

На рисунках А.1 – А.6 для даної мережі представлені положення оптимальних місць розмикання по двом критеріям: втратам і очікуваного недовідпуску електроенергії.

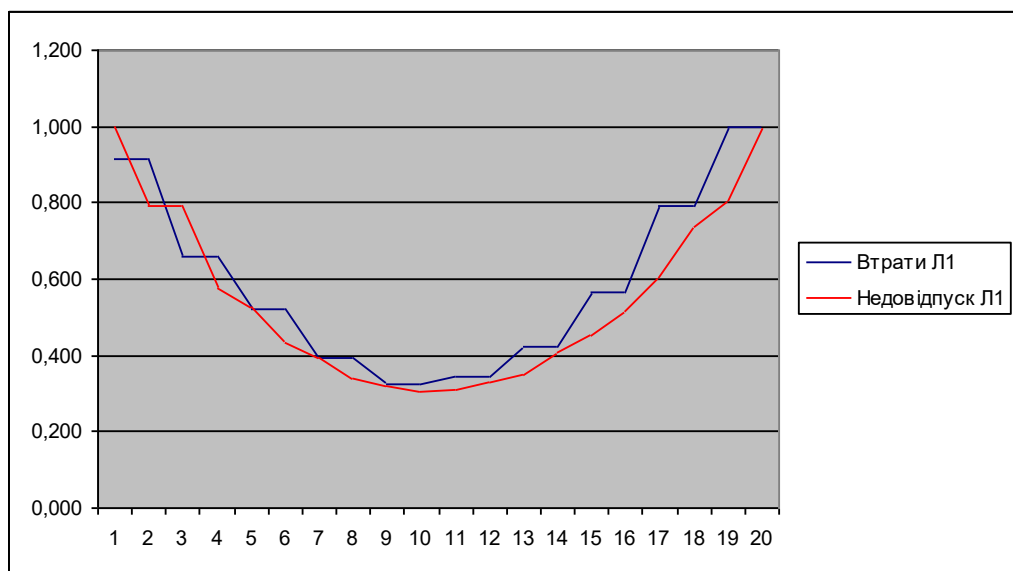


Рисунок А.1 – Залежність очікуваного недовідпуску і втрат потужності від положення місця розмикання в мережі для Ланцюга 1

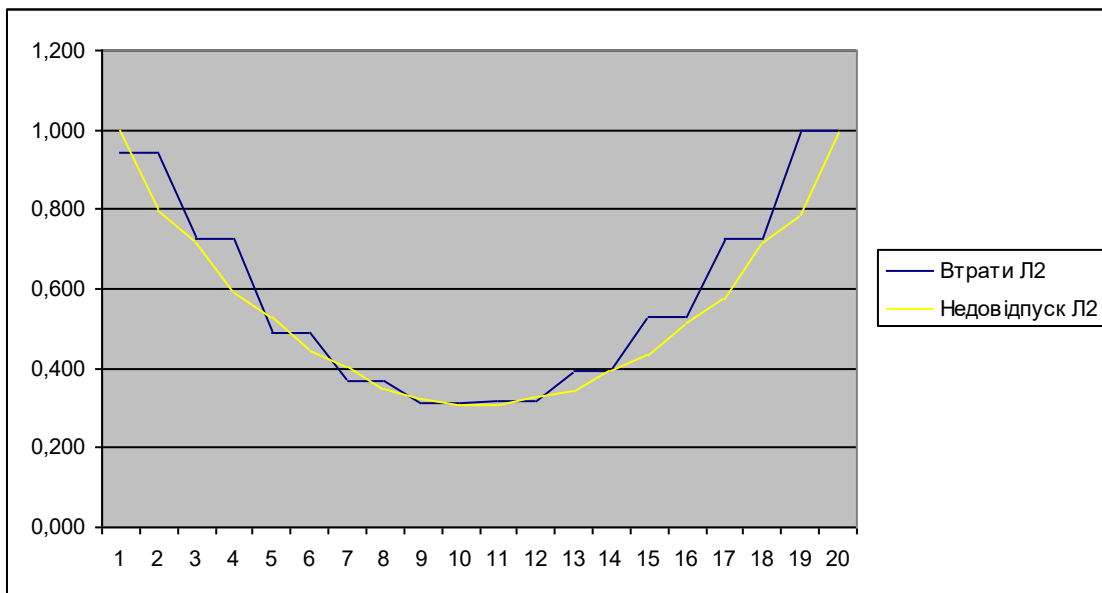


Рисунок А.2 – Залежність очікуваного недовідпуску і втрат потужності від положення місця розмикання в мережі для Ланцюга 2

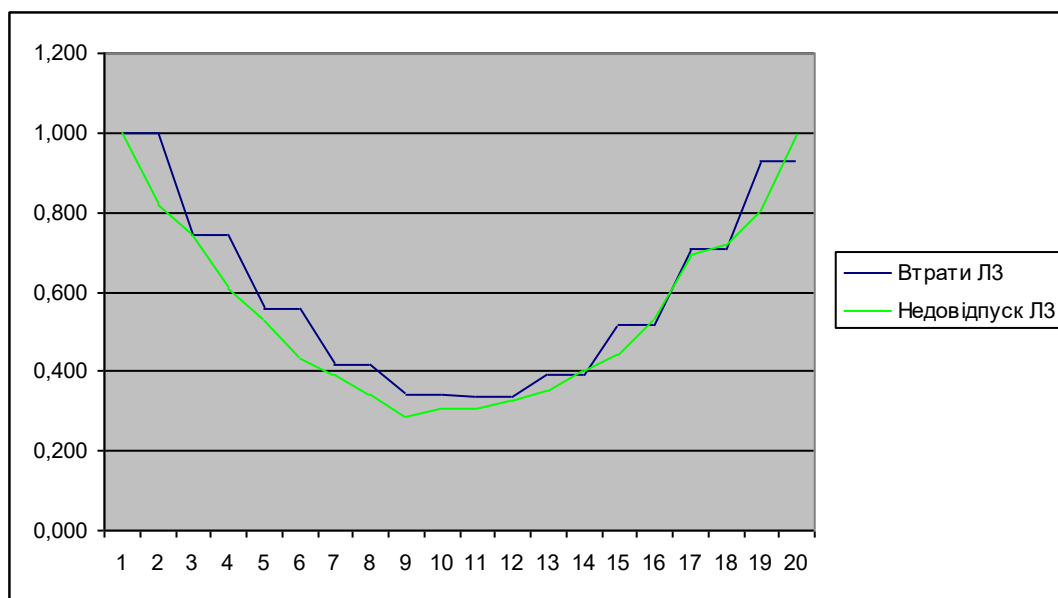


Рисунок А.3 – Залежність очікуваного недовідпуску і втрат потужності від положення місця розмикання в мережі для Ланцюга 3

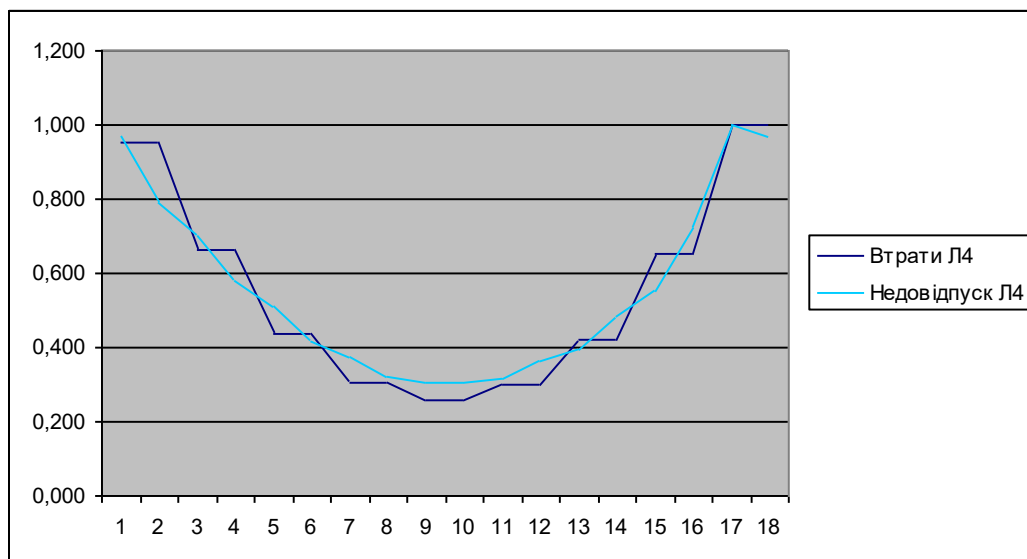


Рисунок А.4 – Залежність очікуваного недовідпуску і втрат потужності від положення місця розмикання в мережі для Ланцюга 4

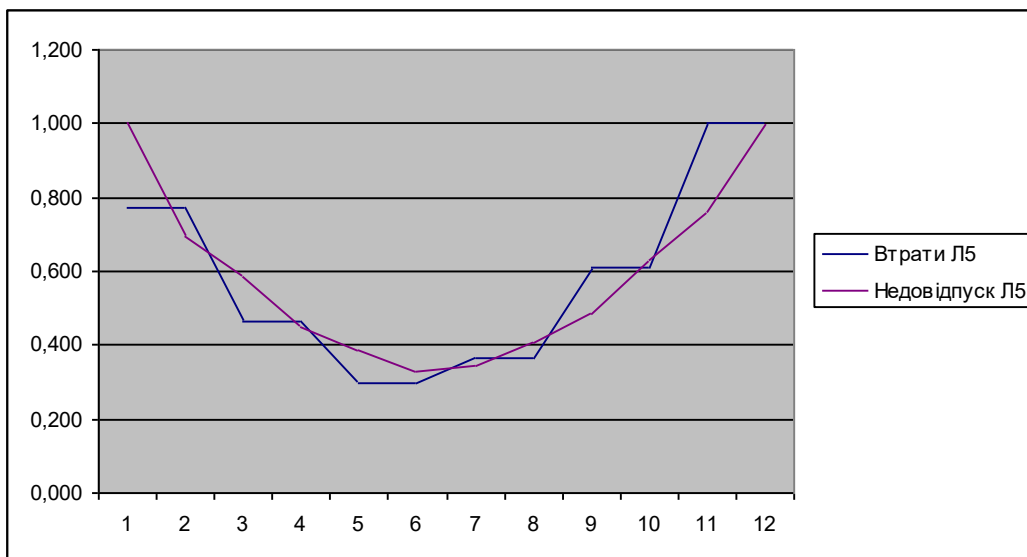


Рисунок А.5 – Залежність очікуваного недовідпуску і втрат потужності від положення місця розмикання в мережі для Ланцюга 5



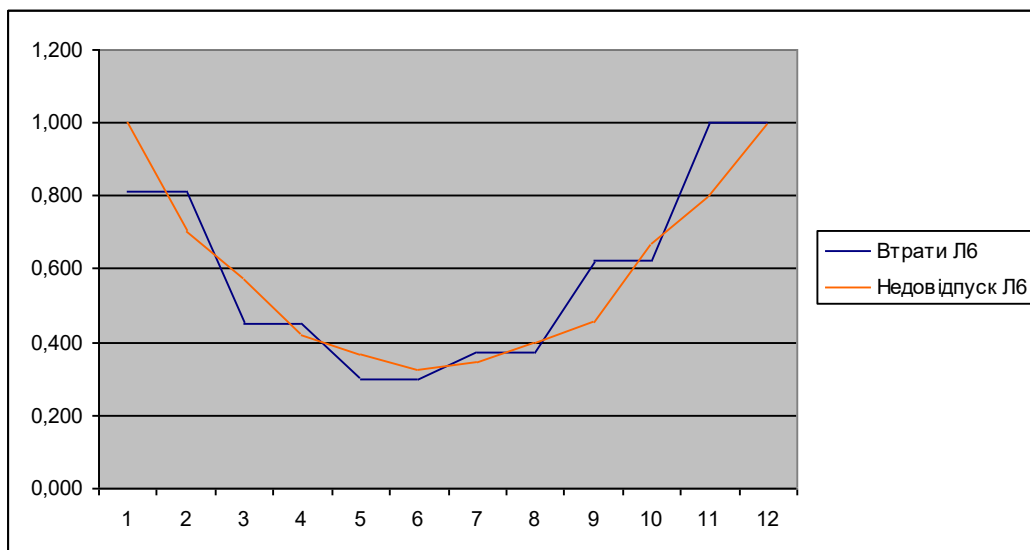


Рисунок А.6 – Залежність очікуваного недовідпуску і втрат потужності від положення місця розмикання в мережі для Ланцюга 6